

PDE 2034

Plano Decenal de Expansão de Energia 2034



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Transição Energética e
Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-
Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

PDE 2034

Plano Decenal de Expansão de Energia 2034

Catálogo na Fonte

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética
Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa
Energética. Brasília: MME/EPE, 2024

1v.: il.

1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil 3. Recursos Energéticos_Brasil 4. Transição Energética_Brasil

Participantes MME

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Gustavo Santos Masili – até set/2024

Leandro Pereira de Andrade – a partir de set/2024

Coordenação Técnica

Sergio R Ayrimoraes Soares

Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP)**Equipe Técnica:**

Alexandra Albuquerque Maciel

Andre Groberio Lopes Perim

Claudir Afonso Costa

Christiany Salgado Faria

Esdras Godinho Ramos

Guilherme Zanetti Rosa

Karina Araujo Sousa

Leandro de Oliveira Albuquerque

Liliane Ferreira da Silva

Marco Antônio Juliatto

Maria dos Reis Santos Borges

Patricia Naccache Martins da Costa

Poliana Marcolino Correa

Samira Sana Fernandes de Sousa Carmo

Thiago Varella Faria

William de Oliveira Medeiros

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB)**Equipe Técnica:**

Aldo Barroso Cores Júnior

Danielle Lanchares Ornelas

Deivson Matos Timbó

Diogo Santos Baleeiro

Fernando Massaharu Matsumoto

Jair Rodrigues dos Anjos

João Alencar Oliveira Junior

Marcello Gomes Weydt

Marlon Arraes Jardim Leal

Maurício de Oliveira Abi-Chahin

Renato Cabral Dias Dutra

Rodrigo Mendonça de Lima

Ronny José Peixoto

Renato Lima Figueiredo Sampaio

Secretaria Nacional De Energia Elétrica (SNEE)**Equipe Técnica:**

Guilherme Silva de Godoi

Fabiana Gazzoni Cepeda

Secretaria Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SNGM)**Equipe Técnica:**

Rodrigo Toledo Cabral Cota

Subsecretaria de Sustentabilidade**Equipe Técnica:**

Maria Ceicilene Aragao Martins

Luis Fernando Badanhan

Subsecretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios**Equipe Técnica:**

Gustavo Gonçalves Manfrim

Antônio Fernando Costa Pella

Participantes EPE

Coordenação Geral

Thiago G. Ferreira Prado

Coordenação Executiva

Geral:

Patricia C. G. de Nunes

Estudos Econômico-

Energéticos e Ambientais:

Thiago Ivanoski Teixeira

Estudos de Energia Elétrica:

Reinaldo da Cruz Garcia

Estudos de Petróleo, Gás E

Biocombustíveis:

Heloisa Borges B. Esteves

Assessores das Diretorias

Estudos Econômico-

Energéticos e Ambientais:

Jeferson Borghetti Soares

Estudos de Energia Elétrica:

Renata N. F. de Carvalho

Estudos de Petróleo, Gás e

Biocombustíveis:

Aline Maria dos Santos

Gabinete da Presidência

Coordenação:

Gustavo Cerqueira Ataíde

Equipe Técnica:

Francisco Abreu Viter

Juliana R. do Nascimento

Leandro Pereira de Andrade – até
set/2024

Estudos Econômicos e Energéticos

Coordenação:

Carla da Costa L. Achão

Equipe Técnica:

Aline Moreira Gomes

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Ana Cristina Braga Maia

Arnaldo dos Santos J.

Arthur M. Q. Siqueira

Bernardo Honigbaum

Bruno Eduardo Montezano

Camila Araújo Ferraz

Caroline Chantre Ramos

Daniel Kuhner Coelho

Daniel Silva Moro

Danily A. Veloso (parte)

Flavia Camargo Araújo

Flávio Raposo de Almeida

Fernanda M. P. Andreza

Gabriel Konzen

Giovanna C. R. Pedreira

Glaucio V. Ramalho Faria

Gustavo Daou Palladini

Gustavo Naciff de Andrade

Igor V. do Nascimento

Lidiane de A. Modesto

Lena Santini S. M. Loureiro

Luciano Basto Oliveira

Lucio Carlos Resende

Marcelo Costa Almeida

Marcelo H. C. Loureiro

Mariana Weiss de Abreu

Marina M. Klostermann

Matheus R. P. de Carvalho

Mauro Rezende Pinto

Natalia G. de Moraes

Otto Hebeda

Patrícia Messer Rosenblum

Rodrigo Vellardo Guimarães

Rogério Antônio da S. Matos

Simone Saviolo Rocha

Geração de Energia Elétrica

Coordenação:

Bernardo Folly de Aguiar

Equipe Técnica:

Aline Couto de Amorim

Amanda J. Vinhoza de C. S.

Anderson da Costa Moraes

Andre Luiz da Silva Velloso

Andre Makishi

Bruno Faria Cunha

Caio Monteiro Leocadio

Charles E. G. V. V. de Mello

Davi José Marques Vieira

Diego Pinheiro de Almeida

Felipe Moreira Gonçalves

Fernanda F. Paschoalino

Fernanda G. B. dos Santos

Glaysson de Mello Muller

Guilherme Fonseca Bassous

Guilherme Mazolli Fialho

Gustavo Pires da Ponte

Helena Portugal G. da Motta

Hermes Trigo D. da Silva

Jaine Venceslau Isensee

Joana D. de F. Cordeiro

Leonardo Sanches Lima

Luis Paulo S. Cordeiro

Marcos A. I. da Fonseca

Mariana de Queiroz Andrade

Michele Almeida de Souza

Nathália Tavares

Pamella E. Rosa Sangy

Patricia Asfor Parente

Paula Monteiro Pereira

Pedro Americo M. David

Rafael Pereira Coelho

Rafael Pinho Furtado

Rafael Rigamonti

Rafaela Veiga Pillar

Renata de A. M. Da Silva

Renato H. S. Machado

Rodrigo Lugatthe da C. Alves

Ronaldo Antonio de Souza

Roney Nakano Vitorino

Saulo Ribeiro Silva

Simone Q. Brandão

Thaís Iguchi

Transmissão de Energia Elétrica

Coordenação:

Thiago de F. R. D. Martins

Equipe Técnica:

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Bruno Scarpa A. da Silveira

Daniel José Tavares de Souza

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Dourival de S. Carvalho J.

Fabiano Schmidt

Fabio de Almeida Rocha

Igor Chaves

Jean Carlo Morassi

João Alves da Silva Neto

Joao Mauricio Caruso

Lucas Simões de Oliveira

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Lourenco Pires

Marcelo L. de C. M. Moreira

Marcelo Willian Henriques

Marcos V. G. da S. Farinha

Maria de Fatima de C. Gama

Miguel F. M. Sampaio Pinto

Paulo Fernando de M. Araujo

Priscilla de Castro Guarini

Rafael de Carvalho Caetano

Rafael Theodoro A. e Mello
Rodrigo Ribeiro Ferreira
Rodrigo Rodrigues Cabral
Thais Pacheco Teixeira
Tiago Campos Rizzotto
Tiago Veiga Madureira
Vanessa Penteado Stephan
Vinicius Ferreira Martins

Estudos de Petróleo e Gás Natural

Coordenação:

Marcos Frederico F. de Souza

Equipe Técnica:

Adriana Queiroz Ramos
Ana Cláudia S. Pinto
Bianca N. de Oliveira
Bruna Silveira Guimarães
Camila da Mota Carvalho
Carolina O. de Castro
Cláudia M. Chagas Bonelli
Deise dos S. Trindade Ribeiro
Denise dos S. Silva Reinoldes
Filipe Soares da Cruz
Gabriel Lacerda da Silva
Gabriela N. da Silva
Harnon Martins Ramos
Henrique P. G. Rangel
Isis de Oliveira Fernandes
Ivan Pablo Lobos Aviles
Katia Souza D'almeida
Laura Cristina D. Cardoso
Luiz P. Barbosa da Silva
Marcelo F. Alfradique
Natália da V. B. Teixeira
Nathalia Oliveira de Castro
Nelson Pereira Filho
Pamela Cardoso Vilela
Pericles de Abreu Brumati
Rafael Freitas F. Lemme
Raul Fagundes Leggieri
Regina Freitas Fernandes
Roberta de A. Cardoso
Rubens F. J. M. da C. Ribeiro
Victor Hugo Trocate da Silva

Estudos de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Coordenação:

Angela Oliveira da Costa

Equipe Técnica:

Alberto Jose Leandro Santos
Bruno R. Lowe Stukart
Bruno Scola L. da Cunha
Carlos A. Goes Pacheco

Dan Abensur Gandelman
Ernesto Ferreira Martins
Euler J. Geraldo da Silva
Fernando D'Angelo Machado
Filipe de P. Fernandes Silva
Gabriel da Silva A. Jorge
Leonidas B. O. dos Santos
Lucas dos Santos R. Morais
Marcelo C. B. Cavalcanti
Marina Damião B. Ribeiro
Nikolaos Mikail Dimitriadis
Patrícia F. B. Stelling
Paula Isabel da C. Barbosa
Pedro Paulo F. da Silva
Rachel Martins Henriques
Rafael Barros Araujo
Rafael Moro da Mata
Vinicius Folly Barbosa
Vitor Manuel do E. S. Silva

Estudos Socioambientais

Coordenação:

Elisangela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica:

Alfredo Lima Silva
Ana Dantas M. de Mattos
André Cassino Ferreira
André Viola Barreto
Bernardo Regis G. de Oliveira
Carina Renno Siniscalchi
Carolina M. H. de G. A. F. Braga
Clayton Borges da Silva
Cristiane Moutinho Coelho
Daniel Dias Loureiro
Daniel Filipe Silva
Glaucé Maria Lieggio Botelho
Guilherme de Paula Salgado
Gustavo Fernando Schmidt
Hermani de Moraes Vieira
Kátia G. Soares Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Leyla A. Ferreira da Silva
Luciana Álvares da Silva
Marcos Ribeiro Conde
Maria Fernanda B. Pinheiro
Mariana Lucas Barroso
Mariana R. de C. Pinheiro
Paula Cunha Coutinho
Robson de Oliveira Matos
Silvana Andreoli Espig
Valentine Jahnel
Verônica S. da M. Gomes
Vinicius M. Rosenthal

Apresentação

É com muita satisfação que apresentamos o primeiro Plano Decenal de Expansão de Energia sob o novo governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o PDE 2034 contempla um planejamento detalhado para um período crucial no enfrentamento das mudanças climáticas em escala planetária.



Pelo seu teor, o PDE 2034 constitui-se em confiável ferramenta para os setores da economia e os ecossistemas conectados ao setor energético brasileiro. Apresenta dados e análises com bastante rigor metodológico, sendo muito mais do que um documento técnico.

Suas diretrizes proporcionam uma visão integrada e robusta do futuro dos nossos recursos energéticos, além de contribuir para a construção de políticas públicas que assegurem energia acessível e de qualidade para a sociedade brasileira. Em particular, buscar proporcionar melhoria da qualidade de vida para a população de baixa renda e contribuir para o fim da pobreza energética.

O plano reafirma o compromisso do nosso governo com a segurança e confiabilidade do suprimento de energia, ao mesmo tempo em que amplia a importância da sustentabilidade, da eficiência energética, da diversificação da matriz energética nacional e das ações para descarbonização da economia e de outros segmentos da vida nacional. No que se refere a matriz elétrica, registramos a manutenção do elevado patamar de participação de renováveis, acima de 85%, e o aumento na geração de energia solar e eólica e da geração distribuída.

Além de refletir as principais políticas energéticas desse governo, como o Gás para Empregar, o Marco Legal do Hidrogênio, o programa Luz para Todos, os planos de expansão das energias renováveis, o avanço dos biocombustíveis e a Lei do Combustível do Futuro, o PDE 2034 inova ao trazer um capítulo dedicado à transição energética.

Dessa maneira, alinha-se com a Política Nacional da Transição Energética aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em agosto de 2024. O novo capítulo proporciona uma visão abrangente dos caminhos para uma transição justa e inclusiva e confirma o papel do plano como referência para antecipar tendências e atrair investimentos.

Os investimentos previstos no PDE são da ordem de R\$ 3,2 trilhões de reais para sustentar o crescimento da oferta para atendimento à demanda doméstica e, também, para exportação. Como referência desse crescimento, o plano prevê um aumento de cerca de 25% na oferta interna de energia no Brasil nos próximos 10 anos. Ao apontar os rumos para o atendimento da demanda por energia, o documento estimula o debate sobre a expansão e transformação da infraestrutura de energia e, conseqüentemente, sobre o crescimento sustentável do país.

A elevada participação dos agentes do setor e sociedade em geral na etapa de consulta pública, com quase mil contribuições recebidas que representam um crescimento de 44% em relação ao ciclo anterior, reforça a importância da retomada do planejamento e o compromisso do nosso governo com a transparência e o diálogo, permitindo que o PDE reflita, da maneira mais completa possível, as necessidades e aspirações do Brasil.

Por fim, ressaltamos a confiança no PDE como um dos pilares de um ciclo virtuoso de planejamento e desenvolvimento para o setor energético brasileiro. O compromisso do nosso governo é com uma matriz energética segura, acessível e cada vez mais sustentável, que concilie o desenvolvimento econômico com o combate às desigualdades sociais e regionais.

ALEXANDRE SILVEIRA DE OLIVEIRA

Ministro de Estado de Minas e Energia

Índice

PARTICIPANTES MME	4
PARTICIPANTES EPE.....	5
APRESENTAÇÃO	7
ÍNDICE	9
INTRODUÇÃO	12
1 ECONOMIA E DEMOGRAFIA	25
1.1 PERSPECTIVAS SOCIODEMOGRÁFICAS	25
1.2 PERSPECTIVAS PARA A ECONOMIA MUNDIAL	26
1.3 PERSPECTIVAS PARA A ECONOMIA NACIONAL: CENÁRIO DE REFERÊNCIA	27
1.4 CENÁRIOS ALTERNATIVOS	32
2 DEMANDA DE ENERGIA.....	36
2.1 CONSOLIDAÇÃO POR SETOR	37
2.2 INDUSTRIAL	38
2.3 TRANSPORTES	40
2.4 EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS	44
2.5 AGROPECUÁRIO	51
2.6 CONSOLIDAÇÃO POR FONTE	53
2.7 BIOCOMBUSTÍVEIS	54
2.8 DERIVADOS DE PETRÓLEO	56
2.9 ELETRICIDADE	57
3 GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	67
3.1 METODOLOGIA	68
3.2 CONFIGURAÇÃO INICIAL PARA EXPANSÃO: CASO BASE DO PDE 2034	73
3.3 REQUISITOS DO SISTEMA NO HORIZONTE DECENAL	77
3.4 RECURSOS POTENCIALMENTE DISPONÍVEIS PARA EXPANSÃO	84
3.5 POLÍTICA ENERGÉTICA E PRINCIPAIS PREMISSAS PARA O CENÁRIO DE REFERÊNCIA	94
3.6 CENÁRIO DE REFERÊNCIA	95
3.7 OPERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS NO HORIZONTE DECENAL	106
3.8 RESILIÊNCIA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: A EXPANSÃO ESTÁ ADEQUADA PARA CENÁRIOS HIDROLÓGICOS EXTREMOS?	110
3.9 ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE OPERATIVA NO HORIZONTE DECENAL	117
3.10 O ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ELÉTRICOS RADIAIS DE ACRE/RONDÔNIA E MANAUS NO CONTEXTO DA GERAÇÃO	122
3.11 ANÁLISE SOBRE O ATENDIMENTO À REGIÃO SUL	124
3.12 SENSIBILIDADE SOBRE A CONTRATAÇÃO COMPULSÓRIA DE UTE INFLEXÍVEL	129
4 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	135
4.1 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	136
4.2 ESTUDOS DE TRANSMISSÃO EM DESTAQUE	138
4.3 ATENDIMENTO A CARGAS DE DATA CENTERS	148
4.4 ATENDIMENTO A CARGAS DE HIDROGÊNIO	150

4.5	ESTUDO DE AUMENTO DE CONFIABILIDADE E INTRODUÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS	153
4.6	ELIMINAÇÃO/REDUÇÃO DOS ENCARGOS DE SERVIÇO DE SISTEMA	155
4.7	AUMENTO DA RESILIÊNCIA DO SISTEMA FRENTE A EVENTOS CLIMÁTICOS EXTREMOS	161
4.8	EVOLUÇÃO DAS CAPACIDADES DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS	164
4.9	CONFIGURAÇÕES DE REDE ANALISADAS	164
4.10	IMPACTO DAS OBRAS PLANEJADAS NOS LIMITES DAS INTERLIGAÇÕES	164
4.11	TRATATIVAS SOBRE AS INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	166
4.12	INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS EXISTENTES	166
4.13	INICIATIVAS PARA INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS FUTURAS	170
4.14	SINALIZAÇÃO ECONÔMICA PARA O SETOR	172
4.15	ATIVOS EM FINAL DE VIDA ÚTIL REGULATÓRIA	180
4.16	OUTORGAS DE TRANSMISSÃO VINCENDAS	181
4.17	TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	182
5	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	193
5.1	PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	194
5.2	PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL	199
5.3	PREVISÃO DA PRODUÇÃO NO AMBIENTE <i>ONSHORE</i>	204
5.4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA O AUMENTO DA PRODUÇÃO <i>ONSHORE</i> E <i>OFFSHORE</i> NO HORIZONTE DO PDE 2034	207
5.5	EVOLUÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS E DA RELAÇÃO R/P	213
5.6	INVESTIMENTOS E EXCEDENTES DE PETRÓLEO	215
5.7	DESCARBONIZAÇÃO DO SETOR E A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	217
6	ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	226
6.1	PREÇOS INTERNACIONAIS DE PETRÓLEO E DERIVADOS	226
6.2	ABASTECIMENTO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	235
6.3	INFRAESTRUTURA NACIONAL DE TRANSPORTE DE DERIVADOS	249
7	GÁS NATURAL.....	258
7.1	INFRAESTRUTURA	258
7.2	PREÇOS	265
7.3	DEMANDA	269
7.4	OFERTA	275
7.5	BALANÇO	282
7.6	SIMULAÇÕES PARA A MALHA INTEGRADA	286
7.7	INVESTIMENTOS	294
8	OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS	301
8.1	INTRODUÇÃO	301
8.2	ETANOL	305
8.3	BIOELETRICIDADE DA CANA-DE-AÇÚCAR	320
8.4	BIOGÁS E BIOMETANO DO SETOR SUCROENERGÉTICO	323
8.5	BIODIESEL	327
8.6	BIOCOMBUSTÍVEIS SUSTENTÁVEIS DE AVIAÇÃO	336
8.7	INOVAÇÕES E PERSPECTIVAS EMERGENTES	343
9	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	352
9.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	353
9.2	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	354

9.3	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	373
9.4	ARMAZENAMENTO ATRÁS DO MEDIDOR	380
9.5	AUTOPRODUÇÃO NÃO INJETADA NA REDE	387
9.6	ENERGIA SOLAR TÉRMICA	388
10	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	394
10.1	ANÁLISES SOCIOAMBIENTAIS PARA A DEFINIÇÃO DA EXPANSÃO	395
10.2	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA	397
10.3	ENERGIA E MUDANÇA DO CLIMA	416
11	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	434
11.1	CENÁRIOS DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	434
11.2	DESAFIOS SOCIOAMBIENTAIS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	449
11.3	PERSPECTIVAS DE NOVAS TECNOLOGIAS	460
11.4	MINERAIS ESTRATÉGICOS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	475
11.5	POLÍTICAS PÚBLICAS	487
12	CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS	502
	LISTA DE FIGURAS	514
	LISTA DE TABELAS	523
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	525
	AGRADECIMENTOS	568
	ANEXO I - GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA	573

Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob as diretrizes e o apoio das equipes do Ministério de Minas e Energia (MME), coordenado pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP/MME), com envolvimento das Secretarias Nacionais de Energia Elétrica (SNEE), de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB) e Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SNGM) e com participação de diversas outras instituições, associações e empresas, citadas na seção de agradecimentos.

Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as necessidades e as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte do estudo, sob a ótica do governo, com uma visão integrada para os diversos energéticos disponíveis. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia e formulação de políticas energéticas, com benefícios em termos de confiabilidade e otimização dos custos de produção e dos impactos ambientais.

Para isto, o PDE é construído com base nas dimensões mais importantes associadas ao planejamento energético, são elas: econômica, estratégica e socioambiental. Na dimensão econômica, o PDE visa a apresentar as necessidades energéticas sob a ótica do planejamento para atender o crescimento esperado da economia nacional. Na dimensão estratégica, os estudos do PDE destacam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos nacionais, dentro de uma visão de médio e longo prazo e de incentivo à integração regional. Por fim, na dimensão socioambiental, a expansão da oferta de energia deve ser feita com acesso a toda população brasileira, e considerando os aspectos socioambientais.

Importante destacar que o PDE não deve ser lido como um plano estático que determina o que vai acontecer nos próximos 10 anos, justamente pela incerteza envolvida em qualquer visão de futuro. Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas às incertezas sobre variáveis-chave são consideradas tanto por meio de cenários quanto por análises de sensibilidade.

Ao mostrar, por meio de cenários e análises de sensibilidade, como o planejamento vislumbra o desenvolvimento do sistema de energia brasileiro sob condições distintas de sua evolução, o PDE fornece importantes sinalizações para reduzir as assimetrias de informação e orientar as ações e decisões públicas e dos agentes privados. O PDE contribui no sentido de compatibilizar as projeções de crescimento econômico do País e a necessária expansão de oferta, de forma a garantir à sociedade a confiabilidade no suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentáveis.

Dessa forma, contamos com o diálogo sempre franco e direto com a sociedade, por meio de seus comentários, críticas e sugestões, especialmente na fase de Consulta Pública, e durante a construção do plano, com a publicação dos chamados “Cadernos de Estudos do PDE”. Sendo assim, ao longo dos últimos anos o PDE se consolidou como a principal referência para o setor de energia na visão de médio e longo prazo, sendo uma fonte de dados e informações para tomada de decisão de investimentos em diversos setores, bem como para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos para sociedade em geral, exercendo seu papel de estudo técnico

que aponta os caminhos para o desenvolvimento energético nacional. Assim, sua importância como instrumento de planejamento para o setor energético nacional será reforçada, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do País a serem traçadas pelo governo federal.

Cabe ainda destacar que os estudos do PDE se traduzem em importantes insumos no âmbito da recém instituída Política Nacional de Transição Energética (PNTE). Conforme disposto na Resolução CNPE nº 5, de 26 de agosto de 2024, a PNTE tem o objetivo de orientar os esforços nacionais no sentido da transformação da matriz energética nacional para uma estrutura de baixa emissão de carbono, contribuindo para o alcance da neutralidade das emissões líquidas de gases de efeito estufa - GEE do País.

Nesse contexto, além da busca por se explorar as incertezas relacionadas à evolução da economia nacional, assim como seus reflexos no planejamento energético, o plano passa a dar ainda mais destaque ao debate da transição energética brasileira, com o Capítulo 11 dedicado à explorar o tema.

A preparação do PDE 2034 foi iniciada no último trimestre de 2023, com conclusão dos estudos em setembro de 2024. Dados de figuras, tabelas, além de textos explicativos, notas metodológicas e dados de entrada de modelos de simulação, estão disponíveis na página do PDE 2034 no site da EPE (www.epe.gov.br).

Enfoque dos Estudos

O planejamento decenal é construído a partir de premissas econômicas e demográficas, tanto nacionais quanto internacionais, que estruturam os cenários energéticos avaliados no documento, como apresentado no capítulo de Economia e Demografia. Para a economia mundial, espera-se uma recuperação mais significativa no curto prazo, alcançando taxas mais moderadas no médio prazo. A expectativa é de que haja um crescimento médio de 3% a.a. no horizonte decenal. Espera-se que os países emergentes apresentem uma maior contribuição para o crescimento global. Por outro lado, a expectativa é de uma desaceleração suave da economia da China, em função do processo de transição do seu modelo de crescimento. Além disso, as economias mais desenvolvidas devem apresentar um crescimento mais modesto, devido a questões estruturais como o envelhecimento populacional.

No que diz respeito à economia brasileira, esta deve apresentar uma dinâmica de recuperação nos próximos anos, alcançando um crescimento médio anual do Produto Interno Bruto (PIB) de 2,8% no horizonte decenal, com taxas semelhantes nos setores: agropecuária (3,0% a.a.), indústria (2,7% a.a.) e serviços (2,9% a.a.). Ao longo do horizonte decenal, há a expectativa de um ambiente de maior estabilidade macroeconômica, com a retomada da confiança dos agentes econômicos, o que se reflete em maior expansão dos investimentos e do consumo das famílias e, conseqüentemente, um crescimento mais substancial do PIB. Além disso, espera-se que reformas, como a tributária, sejam capazes de aumentar a competitividade e produtividade da economia brasileira, sobretudo no segundo quinquênio.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico ocorra de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais aconteça de maneira mais acentuada, a demanda

energética poderá responder de maneira bastante variada. Iniciativas no âmbito do governo federal, como o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), a Política Nacional de Biorrenováveis (Renovabio) e, mais recentemente, as discussões sobre o Projeto de Lei do Combustível do Futuro têm potencial de promover o desenvolvimento de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Em particular, a evolução da demanda de gás natural estará fortemente condicionada à competitividade desta fonte frente a outros energéticos substitutos, do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo, bem como dos avanços na indústria obtidos por meio dos estudos elaborados pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar. Os biocombustíveis permanecem ocupando lugar de destaque na matriz energética nacional, sobretudo no setor de transporte, colaborando para sua descarbonização. Neste horizonte espera-se a contínua participação dos biocombustíveis já tradicionais, mas também a maior consolidação dos avançados.

O consumo de energia, conforme apontado no capítulo de demanda de energia, apresenta uma tendência de eletrificação ao longo do horizonte decenal. A expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça acima do ritmo de expansão econômica, resultando em uma elasticidade-renda de 1,20, sob influência tanto do consumo na rede quanto de autoprodução e Micro e à Minigeração Distribuída (MMGD).

No cenário de referência, espera-se que a carga de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) cresça à taxa média de 3,3% a.a. entre 2024 e 2034. Entretanto, considerando-se a grande incerteza para o período decenal, foram elaborados dois cenários alternativos para os requisitos de geração, cuja diferença no ano final do horizonte em estudo é de 15,3 GW médios (13%) entre os cenários superior e inferior.

Estudos para a expansão do parque gerador e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal são apresentados no capítulo de Geração Centralizada de Energia Elétrica, visando garantir e otimizar o abastecimento adequado para o crescimento da demanda de energia elétrica do sistema interligado do Brasil.

Ao final do horizonte decenal o cenário de expansão indicativa de referência aponta para uma capacidade instalada do Brasil que alcança 311 GW, com 87% de participação de renováveis e 12% de participação de não renováveis por 12%, complementadas por tecnologias de armazenamento e resposta da demanda. Destaque para a Micro e Minigeração Distribuída, que alcança um percentual de participação de 16% da matriz elétrica, para as tecnologias de armazenamento, que surgem em um montante de 800 MW neste PDE e para a Resposta à Demanda que alcança um montante de 2 GW.

A partir dos novos critérios de suprimento, considerados nos estudos de expansão da geração centralizada desde o PDE 2030, o plano considera critérios explícitos para o suprimento de potência e atualização dos critérios de suprimento de energia, a partir dos quais é apresentada uma avaliação dos requisitos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste ciclo, o uso de uma nova abordagem para a representação da carga líquida e das restrições operativas nos modelos teve reflexo nos requisitos do sistema, tanto nas dimensões energia quanto potência. Além disso, pela primeira vez, é realizada uma análise dos requisitos do SIN para os cenários inferior e superior de projeção de demanda de eletricidade.

Uma análise de sensibilidade considerando a retirada das usinas térmicas compulsórias da Lei n. 14.182/2021, em complemento ao estudo apresentado no PDE 2031, também é apresentada no capítulo de geração, assim como uma análise sobre a operação das hidrelétricas no horizonte decenal, um estudo sobre a resiliência da expansão indicativa para cenários hidrológicos críticos, uma análise do atendimento aos subsistemas Acre/Rondônia e Sul e, por fim, uma análise da Flexibilidade Operativa no horizonte decenal utilizando a metodologia e os conceitos trazidos pela Nota Técnica “Flexibilidade: Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos”.

Como tecnologias candidatas para o cenário de referência, as tecnologias de armazenamento (baterias e usinas reversíveis), eólica offshore, diferentes tipos de biomassa, resíduos sólidos urbanos (RSU), usinas fotovoltaicas flutuantes, resposta da demanda e ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente foram consideradas, assim como opções hidrelétricas e termelétricas.

No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica, são abordados temas importantes que atualmente se encontram em discussão no setor elétrico e que permeiam as recomendações das expansões de rede que compõem este PDE.

Sob essa ótica, são apresentados os resultados e as principais constatações de alguns estudos de transmissão em destaque já concluídos ou em andamento neste ciclo de planejamento, incluindo: (i) os estudos de expansão das interligações regionais, com um detalhamento do Bipolo Nordeste I; (ii) as avaliações prospectivas para atendimento a conexão de grandes consumidores à Rede Básica, em especial as cargas associadas a projetos de hidrogênio e *Data Centers*; (iii) as avaliações para aumento de confiabilidade e implantação de novas tecnologias no SIN; (iv) as avaliações para aumento da resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos; e (v) os estudos para eliminação ou redução dos encargos de serviços de sistema, notadamente aqueles relacionados à integração de sistemas isolados ao SIN.

Além disso, busca-se caracterizar a evolução da capacidade de transmissão das interligações elétricas regionais dentro do horizonte do PDE 2034, reconhecendo a relevância dessas instalações para o uso otimizado dos recursos do SIN.

Neste plano também é dado um destaque para a caracterização das interligações internacionais existentes e as recentes análises para a modernização dessas instalações, assim como são atualizadas informações sobre as iniciativas em andamento que avaliam as possibilidades de ampliação ou criação de novas interligações regionais.

Ao final do capítulo, como sinalização econômica para o setor, são abordados aspectos gerais relacionados à expansão do SIN, como os investimentos previstos e a evolução física associada, os investimentos potenciais na substituição de ativos de transmissão em final de vida útil regulatória, as outorgas de transmissão vincendas, e a estimativa da evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

No capítulo de Produção de Petróleo e Gás são apresentadas as previsões da produção de petróleo e gás natural, com destaque para a expectativa de declínio no horizonte decenal, a análise de sensibilidade para o aumento da produção líquida de gás natural e o papel do óleo e gás na transição energética brasileira, reforçando tanto o papel crucial do setor de principal financiador de pesquisas em energia no País, contabilizando mais de 1 bilhão de reais aplicados

a temas da transição energética, quanto o fato de que as emissões da produção de petróleo brasileira, comparada à de outros países, posicionam essa indústria como um ator importante neste processo de busca por uma economia de baixo carbono.

O capítulo apresenta, ainda, a análise de sensibilidade para o aumento da produção *onshore* e *offshore*, a contribuição da Oferta Permanente no aumento das reservas e da produção, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), os investimentos e o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor, as demandas por Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) e a descarbonização nas atividades do setor.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 31 de dezembro de 2023, data até quando foram incorporadas informações sobre dados de reserva, previsão de produção de campos, dados de áreas em avaliação e dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), dentre outras informações sobre as concessões exploratórias.

As previsões da produção de petróleo e gás natural são elaboradas para Unidades Produtivas (UP) com recursos descobertos, ou seja, com comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória, e para UP com recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em áreas da União sem contrato.

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, os primeiros anos do plano são balizados com informações do Plano Anual de Produção, que são previsões da produção para cinco anos, enviadas pelas Concessionárias à ANP anualmente.

Por fim, a previsão da produção da reserva, toma também como base as indicações das empresas operadoras sobre a entrada de módulos de produção e outras informações, disponibilizadas em seus planejamentos apresentados ao mercado.

A previsão da produção dos recursos na categoria de contingentes leva em conta que tais unidades, apesar de terem o potencial petrolífero confirmado, ainda estão sob avaliação e não possuem declaração de comercialidade. Uma premissa adotada para todas as unidades desta categoria é a aplicação de um fator redutor relacionado ao risco de comercialidade em cada um dos recursos contingentes, por ainda ter que obter sua declaração de comercialidade.

As previsões da produção dos recursos não descobertos, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União sem contrato, são embasadas por premissas relacionadas às estimativas de descoberta, declaração de comercialidade e ao início da produção.

As datas de descobertas dos recursos não descobertos contratados são definidas como sendo na metade do período exploratório previsto, geralmente com base nos contratos de concessão firmados nas licitações. Assim, as declarações de comercialidade desses recursos são estimadas na metade restante do prazo exploratório, ou seja, entre a data de descoberta e o vencimento do período exploratório. A data para início da produção dos recursos não descobertos é estimada de acordo com o tipo de fluido (óleo ou gás não associado) esperado, com o volume recuperável final estimado para a UP, além do ambiente de E&P em que está localizada. A partir destes parâmetros, estima-se uma data para iniciar a produção.

No caso dos recursos não descobertos sem contratos, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com extrema complexidade ambiental, indicadas por órgãos licenciadores e reguladores, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões da produção.

No capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo na próxima década. São avaliadas a evolução dos preços internacionais de petróleo e dos seus derivados, a evolução da oferta de derivados de petróleo no Brasil, as possibilidades de importação e exportação de derivados de petróleo, e os investimentos previstos em refino e logística associada.

O País deve consolidar a sua condição de exportador de petróleo, permanecendo como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte do estudo, com destaque para as importações de destilados médios (Querosene de Aviação - QAV - e óleo diesel) e nafta.

Devem ser alcançados patamares de importação de destilados médios superiores às máximas históricas e, em relação à produção de óleo combustível, apesar da tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte decenal, estima-se a permanência de excedentes, com potencial de exportação, durante todo o período.

Quanto às importações de gasolina e gás liquefeito de petróleo (GLP), a tendência é de decréscimo ao longo do decênio. Ao final do horizonte, o Brasil poderá atingir a autossuficiência destes derivados. Destacam-se a influência do crescimento menor da demanda doméstica e a elevação da oferta oriunda de unidades de processamento de gás natural (UPGNs), com o processamento do gás natural nacional.

O capítulo destaca maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do País, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional. A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.

Os investimentos em transporte ferroviário e aquaviário devem contribuir para o melhor armazenamento e escoamento da produção doméstica. Em particular, a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e novos terminais devem contribuir para a promoção da cabotagem de combustíveis no País.

No capítulo de Gás Natural, são apresentados os resultados dos estudos da evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2024 a 2034. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. Em seguida, são apresentadas projeções de preços de gás natural nos pontos de entrega (*citygates*) da malha integrada no horizonte até 2034. O capítulo apresenta, ainda, a perspectiva de demanda de gás natural (composta pela demanda termelétrica e não termelétrica), a oferta de gás natural (composta pela oferta nacional e pelas importações), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural na malha integrada e, também, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no horizonte em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de importação, escoamento, processamento e transporte de gás natural no País.

Como principais destaques para o mercado de gás natural, evidencia-se a continuidade dos avanços relacionados com a publicação de um novo marco legal a partir da Lei 14.134 (Lei do Gás), de 08 de abril de 2021, bem como os estudos elaborados pelo GT-GE para o setor. Destaca-se que esta edição do PDE apresenta, na forma de uma análise de sensibilidade, os desdobramentos futuros resultantes dos avanços relacionados ao citado grupo de trabalho.

Com relação às infraestruturas existentes e futuras, espera-se que, no curto prazo entrem em operação aproximadamente 115 km de novos gasodutos de transporte (embora 11 km já estejam construídos, mas ainda apenas com licença de pré-operação). Também são esperados três novas rotas de escoamento de gás do pré-sal (Rota 3, Projeto Sergipe Águas Profundas e conexão Raia-TECAB), duas novas UPGNs (Complexo de Energias Boaventura/RJ e UPGN São Roque/BA) e um novo terminal de GNL (Suape/PE). Já no médio prazo pode-se considerar a possibilidade de ampliação da malha de transporte devido à conexão do Terminal de GNL do Açú/RJ, podendo adicionar 45 km ou 105 km de gasodutos (em função da escolha do projeto de interconexão). São considerados, neste capítulo, uma expansão ainda mais expressiva quando consideramos os estudos da EPE em relação a projetos indicativos de gasodutos de transporte, escoamento, terminais de gás natural liquefeito (GNL) e UPGNs.

Em relação aos preços, destaca-se que a entrada de novos supridores no mercado de gás natural após a edição da Lei do Gás ampliou as modalidades de contratação, trazendo diversidade de condições de entrega e precificação na comercialização de gás, com novos contratos indexados ao Henry Hub firmados desde 2023. As projeções de preços de gás natural representam o portfólio dos diversos agentes atuantes na comercialização de gás no Brasil e são baseadas em contratos vigentes, em perspectivas sobre a evolução da competitividade, na inclusão de novos agentes e novos investimentos. Quanto ao balanço de gás natural, as projeções relativas ao período de 2024 a 2034 na malha integrada e no total Brasil consideram crescimento suave da demanda não termelétrica, de aproximadamente 3,5% ao ano. Por outro lado, a demanda termelétrica apresenta perfis diferentes em relação ao somatório para o Brasil e no somatório relacionado apenas à malha integrada. A demanda termelétrica do Brasil apresenta crescimento mais expressivo, com a parcela existente aumentando de forma suave ao longo de praticamente todo o horizonte (1,1% ao ano) enquanto, a partir de 2028, ocorre entrada expressiva das UTEs indicativas, resultando em taxas médias de crescimento de 8,5% ao ano. Por outro lado, a demanda termelétrica na malha integrada apresenta elevação menos expressiva, em função da redução da demanda termelétrica existente no começo do horizonte, posteriormente compensada pela retomada nas UTEs existentes e, principalmente, em função da entrada das UTEs indicativas, resultando em crescimento da ordem de 4% ao ano. Já a oferta potencial de gás natural na malha integrada apresenta-se superior à demanda ao longo de todo o horizonte, crescendo cerca de 4% ao ano, mesmo com a premissa de redução dos níveis de importação de gás boliviano devido às incertezas quanto a capacidade do país de fornecer gás para o Brasil. Assim, os menores volumes de gás boliviano acabaram por ser compensados com elevações na oferta oriunda do Pré-sal e da Bacia do Sergipe-Alagoas, além da capacidade disponível nos terminais de regaseificação de GNL.

Por fim, a análise da infraestrutura de transporte de gás natural brasileira para os anos de 2025, 2029 e 2034 revelou que a premissa de redução da importação de gás boliviano acaba por modificar de maneira relevante a dinâmica de movimentação de gás na malha integrada, em especial nas malhas da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e da Nova

Transportadora do Sudeste (NTS). Esse menor volume de gás boliviano resulta em maior utilização de gás nacional oriundo da Região Sudeste e eleva a necessidade de utilização da infraestrutura da NTS evidenciando, também, a necessidade de investimentos para possibilitar essa movimentação. A análise de infraestrutura de transporte de gás natural evidencia ainda a existência de gargalos nos extremos da malha integrada, tanto no trecho final da malha Nordeste (principalmente com a desmobilização do terminal de GNL em Pecém/CE) quanto no trecho final do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica e de oferta de biodiesel e diesel verde, biogás, combustível sustentável de aviação e as perspectivas para combustíveis alternativos para uso marítimo e para a instalação de biorrefinarias, no horizonte do PDE. Ainda neste ciclo são apresentadas possibilidades de inovações e perspectivas emergentes das rotas de produção de H₂ de biomassa e de combustíveis sintéticos, bem como as possibilidades de Bio-CCS.

As estimativas consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento do RenovaBio, importante política pública que almeja reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE). São também contemplados neste estudo os desdobramentos do Programa Combustível do Futuro, em trâmite como Projeto de Lei até a data de fechamento das projeções deste documento.

Estima-se que haverá expansão da oferta de etanol no próximo decênio, com crescente participação do etanol de milho, visando suprir tanto o mercado brasileiro quanto o internacional. No mercado nacional, o aumento da demanda de etanol carburante justifica-se pela maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte por conta dos sinais positivos provenientes do RenovaBio. Registra-se que estão contemplados neste estudo o aumento da participação de eletrificados na frota de veículos leves. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, devido, principalmente, à manutenção das tendências protecionistas dos mercados e à adoção de tecnologias mais eficientes.

No horizonte decenal, espera-se que os esforços direcionados pelo setor sucroenergético com vistas à melhoria dos fatores de produção, adicionados aos sinais positivos provenientes de políticas públicas, desdobrem-se em aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Na área industrial, três fatores deverão proporcionar o crescimento da oferta de etanol: ocupação de capacidade ociosa de moagem e expansão das unidades existentes, além da implantação de novas unidades produtoras, sobretudo para o etanol de milho. Nesse contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Buscando avaliar alterações de participação mandatória que possam interferir no abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, assim como no plano passado, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol, considerando um cenário com alteração do percentual para E30. Como resultado, as demandas de etanol hidratado projetadas para o horizonte do estudo seriam compatíveis com a capacidade instalada existente.

Os resíduos da indústria sucroenergética destacam-se como fonte de energia para o processo produtivo e de excedente de eletricidade para a comercialização. Neste estudo, são apresentadas a avaliação da quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico, a análise de seu potencial técnico e a projeção de oferta de bioeletricidade, a partir do comportamento histórico da geração advinda do bagaço. Evidencia-se que há um montante significativo a ser explorado, apontando para a possibilidade de inserção crescente da bioeletricidade na matriz elétrica nacional. Além disso, o estudo contempla o aproveitamento energético da biomassa de cana-de-açúcar para a produção do biogás/biometano, do combustível sustentável de aviação (SAF) e de combustíveis alternativos para uso marítimo. A maior concentração e o maior potencial de produção de biogás encontram-se na utilização dos resíduos do setor sucroenergético, através da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro. Pode ser consumido diretamente ou purificado, obtendo-se o biometano, com características e aplicações análogas às do gás natural. Para o horizonte deste estudo, vislumbra-se que sua participação na matriz nacional será crescente.

As prospecções que contemplam a participação do biodiesel para os próximos 10 anos consideram o atendimento à mistura mandatória, para o que será necessária a produção de volumes crescentes do biocombustível. Os percentuais de mistura ao diesel fóssil variarão até 2025 seguindo a legislação em vigor, conforme estabelecido por meio do CNPE. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção. A regulamentação do diesel verde pode trazer oportunidades para a inserção dos hidrocarbonetos parafínicos de origem na biomassa renovável no ciclo Diesel. Analogamente ao etanol, foi realizada análise de sensibilidade para o biodiesel quanto ao aumento da demanda em virtude do incremento do percentual mandatório, contemplando o discutido no âmbito do Projeto de Lei do Combustível do Futuro, com avaliação até B20.

O PDE 2034 também compreende as perspectivas para o SAF, que se apresenta como uma das alternativas de atendimento aos acordos internacionais para a redução da emissão de GEE pelo setor de aviação. Diante dos desafios econômicos para sua inserção na matriz brasileira, espera-se uma entrada modesta do SAF, ao fim do horizonte decenal, com vistas ao acordado no CORSIA e no ProBioQAV. Para os combustíveis alternativos para uso marítimo, estima-se que sua adoção nos médio e longo prazos possa contribuir para o atendimento das metas de emissões de poluentes da IMO (Organização Marítima Internacional).

No capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos (RED), são apresentados os resultados da energia conservada. Este indicador é obtido pela diferença entre o consumo caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano de 2024 e a projeção do consumo final de energia, considerando ganhos de eficiência energética. Nesse PDE, estima-se que a conservação total de energia e os RED atinjam 9,7% em 2034, enquanto a conservação de energia elétrica e os RED alcancem 24% em 2034. No que se refere à eficiência elétrica, as edificações (que incluem os setores de serviços e residencial) devem contribuir com cerca de 2/3 dos ganhos totais, enquanto o setor industrial deve ser responsável por 26% desses ganhos em 2034.

É importante ressaltar que os RED são importantes formas de atendimento da demanda potencial, se fortalecendo como recursos relevantes para o planejamento energético de médio e longo prazos para o setor de energia no Brasil e no mundo.

No que se refere à MMGD, em 2023, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com cerca de 8 GW instalados, superando todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada. Em 2024, a modalidade de MMGD continua se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 30 GW em julho.

Espera-se que haja continuidade do grande interesse por instalações de MMGD na próxima década. No cenário Referência, o PDE indica uma capacidade instalada acumulada em 2034 igual a 58,8 GW, distribuídos em pouco mais de quatro milhões de unidades de geração. Essa capacidade deve contribuir com aproximadamente 9% da carga nacional.

Assim como no plano passado, foi feita análise da competitividade de baterias atrás do medidor. Os resultados indicam de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos que estejam sendo considerados outros aspectos (sociais, ambientais etc.) além do econômico na decisão de investimento.

No Capítulo de Análise Socioambiental são apresentadas as análises que subsidiam a definição da expansão desse PDE, discutidas as principais questões socioambientais da expansão e identificados os desafios e as oportunidades socioambientais estratégicos. Adicionalmente, na seção Energia e Mudança do Clima, são discutidos os acordos e as políticas referentes às mudanças climáticas, as medidas de mitigação e adaptação, além do perfil das emissões de GEE projetado nesse PDE.

A variável ambiental contribuiu para a expansão apresentada neste PDE por meio de uma avaliação processual de usinas hidrelétricas, que estima o ano de entrada de operação das hidrelétricas para o modelo de expansão da geração, e de uma análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. A avaliação processual indicou três UHEs com possibilidade de operação no horizonte decenal. Já a análise de complexidade indicou um desconto de 5% e 3% do volume previsto das Unidades Produtivas da União (UPUs) para gás natural e petróleo, respectivamente, além da aplicação de um prazo adicional para o licenciamento ambiental para 38 Unidades Produtivas (UPs).

Diante da expansão prevista no PDE 2034, a análise socioambiental integrada indicou sete temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto planejado. A partir daí, foram identificados quatro desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2034: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; compatibilização da geração e produção de energia com o uso da água; mitigação e adaptação às mudanças climáticas; e transição energética justa e inclusiva. Para os quatro desafios é importante que o setor de energia busque soluções, iniciativas e tecnologias inovadoras a fim de lidar com essas questões. Destaque foi dado à transição energética justa e inclusiva e às mudanças climáticas, principais discussões para a construção da trajetória energética do País, no médio e no longo prazo.

Adicionalmente foram reconhecidas como oportunidades socioambientais estratégicas: o aproveitamento energético dos resíduos; a otimização de recursos e de infraestrutura; e os mecanismos de sustentabilidade e descarbonização para projetos energéticos. As três oportunidades representam a possibilidade de agregar valor socioambiental a expansão energética.

Quanto aos acordos e às políticas relacionadas as mudanças do clima, o Brasil, signatário do Acordo de Paris, fez a terceira atualização da sua NDC e se propôs a reduzir em 48,4% suas emissões em 2025 e em 53,1% em 2030, tendo como base as emissões de 2005. Além disso, reiterou o objetivo de alcançar a neutralidade climática até 2050. O texto da NDC manteve a opção por não alocar metas formais entre os diferentes setores, de forma que o País pode atingir as metas por diferentes caminhos alternativos.

Quanto à mitigação de emissões, além das medidas já adotadas, o setor energético brasileiro tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista sua custo-efetividade e as particularidades do País. O Brasil também enfrenta o desafio de se adaptar às mudanças do clima já observadas e se preparar para aquelas vislumbradas. Nas dimensões mitigação e adaptação, destaca-se a elaboração do Plano Clima (2024-2035) que traz a estratégia da política climática brasileira.

Em relação ao perfil de emissões de GEE projetado no PDE 2034, o total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do País. Os principais responsáveis pelas emissões são os setores de transportes e industrial, somando 67% em 2034.

Cabe ressaltar que, ao longo do horizonte, o setor de transportes reduz sua participação nas emissões em função da substituição de combustíveis e tecnologias, como o etanol e os veículos elétricos, além de ganhos em eficiência de motorização e sistêmica. Já o SIN apresentou o maior percentual de crescimento de emissões no decênio, refletindo a entrada das térmicas inflexíveis previstas na Lei n.14.182/21. Ainda que tenha aumentado sua participação nas emissões, o SIN responde por apenas 5% das emissões totais relacionadas à produção e ao uso de energia em 2034.

Neste ciclo, como um reflexo da ampliação dos movimentos relacionadas ao atual processo de transição energética no Brasil e no mundo, que tem como pano de fundo a descarbonização das economias, o PDE 2034 apresenta um capítulo totalmente dedicado ao tema. O conteúdo do capítulo apresenta elementos que ajudam na compreensão de estudos de cenarização de longo prazo, reforçando tanto a importância de uma estratégia brasileira aderente às especificidades do país quanto a amplitude de caminhos possíveis, e aborda os desafios socioambientais da transição energética brasileira, com especial ênfase nas questões sociais.

O capítulo trata, ainda, das barreiras de entrada para a viabilização de novas tecnologias na matriz energética brasileira com grau de maturidade a nível tecnológico e de mercado compatíveis com o horizonte decenal. E apresentada análise quantitativa para avaliação da capacidade do sistema elétrico em atender à demanda crescente de conexão de cargas de hidrogênio na região Nordeste do país.

Também são abordadas questões relacionadas às preocupações quanto à oferta futura de minerais estratégicos não se constituir em gargalo para a transição energética brasileira e como o papel das políticas públicas se comunicam com os processos de transição energética no Brasil.

No capítulo final do plano são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2034 para referência, destacando-se a evolução da oferta interna de energia, com um crescimento médio das energias renováveis de 2,4% a.a, a evolução da matriz energética, com um percentual estimado de energias renováveis se mantendo elevado ao longo do horizonte e próximo de 50%, e o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia. O capítulo ainda aponta o total investimentos estimados para o horizonte de estudo, de cerca de R\$ 3,2 trilhões.

Novidades do PDE 2034

No sentido de aprimorar continuamente a análise e trazer cada vez mais informação relevante para discussão com a sociedade sobre a expansão do setor de energia no País, destacam-se os seguintes avanços incorporados neste ciclo do PDE 2034:

- Em relação ao capítulo de Geração Centralizada de Energia Elétrica, este é o primeiro plano a fazer uso da Carga Líquida em todas as etapas do processo, um dos avanços metodológicos importantes deste plano que, em conjunto com a calibragem das restrições operativas de hidrelétricas, proporciona maior aderência à representação de um sistema em transformação com forte participação de fontes renováveis. Esses e os demais avanços incorporados aumentam a qualidade das mensagens do planejamento da expansão.
- O capítulo de Gás Natural utilizou, em suas projeções de preço de gás natural, a nova metodologia de cálculo, aprovada ao longo do ciclo do PDE 2034. Em relação às preocupações com a transição energética, o capítulo apresentou uma breve discussão relacionada à produção de hidrogênio a partir de gás natural. Por fim, o capítulo apresentou, na forma de uma análise de sensibilidade, um balanço de demanda e oferta de gás natural que levou em conta os possíveis avanços decorrentes dos estudos do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar.
- No capítulo de Análise Socioambiental, destaca-se a publicação dos dados das emissões do Plano por meio de uma ferramenta *online*, que permite o leitor explorar detalhes sobre a projeção das emissões e fazer o *download* dos dados. A ferramenta pode ser acessada em: [DashboardGEE \(epe.gov.br\)](https://dashboardgee.epe.gov.br).
- Em linha com a maturidade dos movimentos relacionados a transição energética, como a recém instituída Política Nacional de Transição Energética, o PDE 2034 amplia a

discussão de temas relacionados com o processo de transição energética brasileira em capítulo específico.

1 Economia e Demografia

Este capítulo apresenta as premissas socioeconômicas que servem de subsídios para as projeções de demanda de energia do PDE 2034. São apresentadas as perspectivas demográficas para o horizonte decenal, bem como as perspectivas para a economia mundial e nacional do cenário de referência.

Além disso, tendo em vista o elevado grau de incerteza do comportamento das variáveis econômicas, foram considerados dois cenários alternativos (inferior e superior) para a economia brasileira. Esses exercícios de sensibilidade possibilitam que o planejamento energético possa ser realizado de forma mais ampla, levando em consideração parte dos riscos inerentes ao desempenho da economia.

As premissas e os cenários apresentados nesse capítulo estão detalhados em Nota Técnica da EPE.

1.1 Perspectivas Sociodemográficas

O Brasil seguirá com a tendência de desaceleração do crescimento demográfico. As projeções apontam que a população brasileira irá crescer, em média, 0,5% a.a. no período de 2024 a 2034, atingindo aproximadamente 228,8 milhões de habitantes em 2034. A Figura 1-1¹ apresenta a evolução da população brasileira no período de 2010 a 2034.

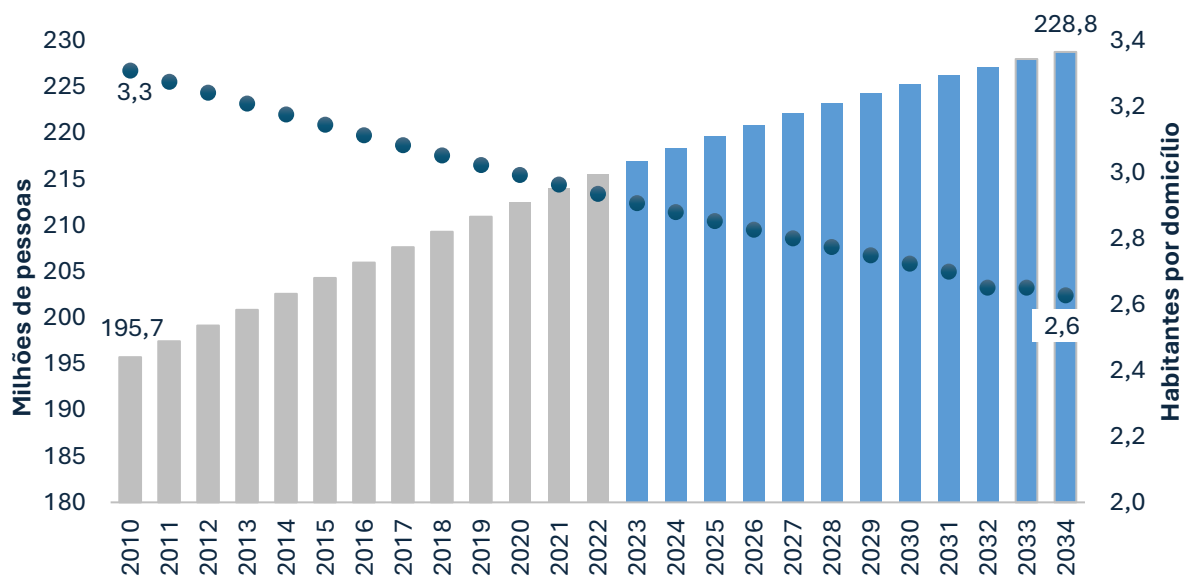
No período decenal, não são esperadas mudanças relevantes na distribuição da população nas regiões geográficas. Conforme pode ser observado na Figura 1-2, o Sudeste e o Nordeste permanecerão como as regiões mais populosas, representando, respectivamente, 41,8% e 26,4% da população brasileira em 2034. No entanto, na comparação com os dias atuais, tais regiões irão apresentar ligeira diminuição de suas participações em âmbito nacional. Por outro lado, espera-se um pequeno aumento da participação das regiões Norte e Centro-Oeste, atingindo o patamar de 9,4% e 8,3% em 2034, respectivamente. A região Sul se mantém praticamente estável com 14,2% no fim do horizonte decenal.

Embora não haja tendência de mudanças significativas na distribuição regional, as alterações na distribuição etária da população podem trazer impactos relevantes. O envelhecimento da população brasileira poderá afetar o crescimento econômico de médio e longo prazo, em decorrência da diminuição da força de trabalho. Entretanto, a magnitude desses impactos irá depender da evolução do capital humano ao longo do período decenal e do seu impacto na produtividade do trabalho.

¹ As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo “Projeções da população: Brasil e unidades da federação”, de 2018, do IBGE, que tem como base o Censo de 2010. Entretanto, é realizado um ajuste para alteração da data base de 01 de julho para 31 de dezembro. Até o momento do fim da elaboração desse estudo ainda não estava disponível uma atualização do estudo do IBGE com os dados do Censo 2022.

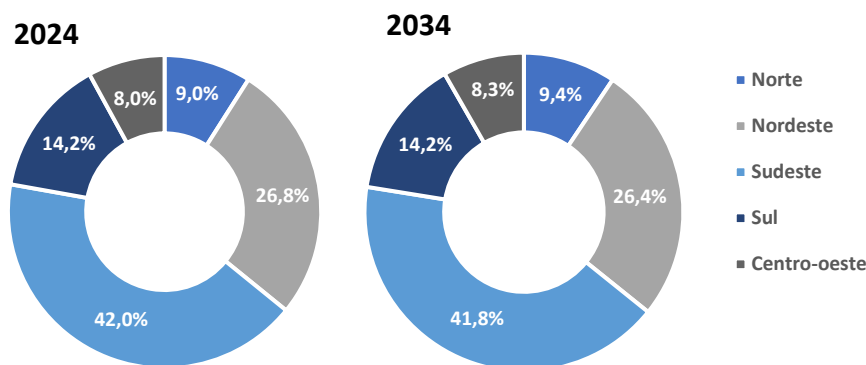
Quanto ao número de domicílios, projeta-se uma taxa média de crescimento mais elevada, da ordem de 1,4% a.a., atingindo o patamar de 87,1 milhões, em 2034. Nesse sentido, observa-se uma diminuição da relação “habitantes por domicílio”, de 2,9 em 2024 para 2,6 em 2034.

Figura 1-1 – Evolução da população brasileira



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2018).

Figura 1-2 – Evolução da população brasileira por regiões geográficas



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2018).

1.2 Perspectivas para a Economia Mundial

Entender os rumos da economia mundial é de suma importância para a construção dos cenários econômicos para o Brasil que serão apresentados nesse capítulo.

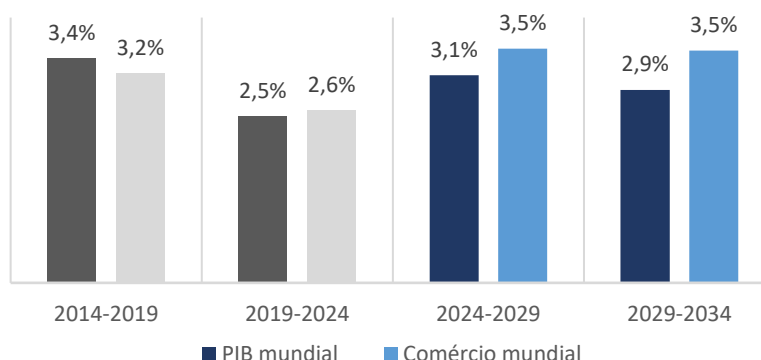
A perspectiva para a economia mundial é que, no curto prazo, a atividade global continue sendo pressionada pelas políticas monetárias restritivas adotadas em diversos países para combater a inflação alta. Embora haja uma expectativa de queda da inflação global, é provável que ela ainda

permaneça em patamares mais elevados do que antes da pandemia nos anos iniciais. Outra restrição às atividades econômicas mundiais decorre dos desdobramentos e das incertezas trazidas por conflitos geopolíticos, como a guerra entre Rússia e Ucrânia, o conflito entre Hamas e Israel e pelo escalonamento dos conflitos bélicos no Oriente Médio.

Mesmo considerando as incertezas e pressões inflacionárias atuais, a perspectiva para os próximos anos é de maior estabilização e de retomada dos investimentos globais. Dessa forma, comparado ao último quinquênio, a projeção é de que o PIB mundial cresça, em média, nos próximos cinco anos a uma taxa maior (3,1%), conforme pode ser observado na Figura 1-3. No quinquênio seguinte, não deve haver muita variação no crescimento esperado (2,9%). O comércio mundial deve manter uma taxa de expansão média de 3,5% durante o próximo período decenal.

Espera-se que os países emergentes apresentem uma maior contribuição para o crescimento global. Por outro lado, a expectativa é de uma desaceleração suave da economia da China, em função do processo de transição do seu modelo de crescimento. Além disso, as economias mais desenvolvidas devem apresentar um crescimento mais modesto, devido a questões estruturais como o envelhecimento populacional.

Figura 1-3 – Evolução do PIB e do comércio mundial



Fonte: FMI (WEO – outubro de 2023 – histórico e projeções até 2028).

1.3 Perspectivas para a Economia Nacional: Cenário de Referência

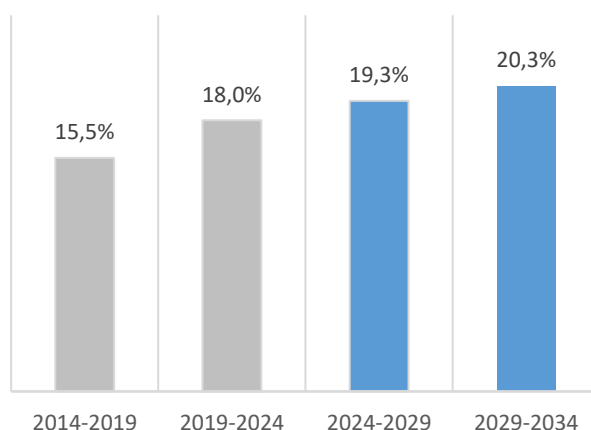
Tendo como base as perspectivas demográficas e as projeções para a economia mundial, nessa seção é apresentado o cenário de referência para a economia brasileira. Para tanto, adotam-se as seguintes premissas:

- Continuidade do processo de desaceleração da inflação no curto prazo permite um ciclo de redução gradual da Selic;
- Melhoria do ambiente macroeconômico, que possibilita a recuperação da confiança dos agentes e eleva o ritmo da atividade econômica;

- Impactos mais significativos da aprovação de reformas importantes (como o Arcabouço Fiscal e a Reforma Tributária) no médio e longo prazo;
- Haverá um ajuste fiscal que conduzirá à diminuição da relação DSLP/PIB no final do horizonte decenal.

Nesse ambiente de maior estabilidade macroeconômica, com a retomada da confiança dos agentes econômicos, espera-se que os investimentos apresentem uma trajetória de crescimento, conforme apontado na Gráfico 1-4. Cabe destacar que o Arcabouço Fiscal aprovado em 2023 corrobora com essa perspectiva, uma vez que garante um piso para os investimentos públicos. Além disso, a Reforma Tributária poderá representar também um incentivo para a elevação dos investimentos, em especial no médio e longo prazo.

Figura 1-4 – Evolução da taxa de investimento (% do PIB)

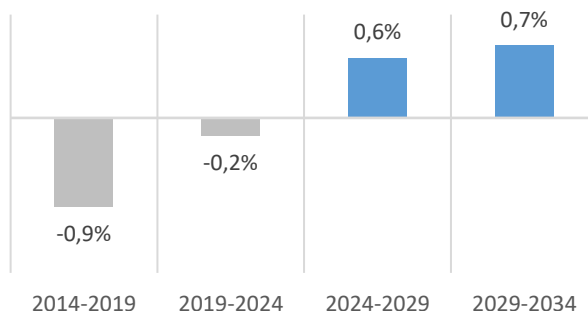


Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)².

Considerando a magnitude dos gargalos logísticos do país, espera-se que boa parte desses investimentos seja direcionada para o segmento de infraestrutura. À medida que esses investimentos em infraestrutura forem ocorrendo, é esperada uma redução gradual do Custo Brasil³ e, por consequência, uma elevação da taxa de produtividade. A Figura 1-5 apresenta as projeções da elevação da produtividade total dos fatores para o período decenal, o que implicará em um aumento da competitividade da economia brasileira.

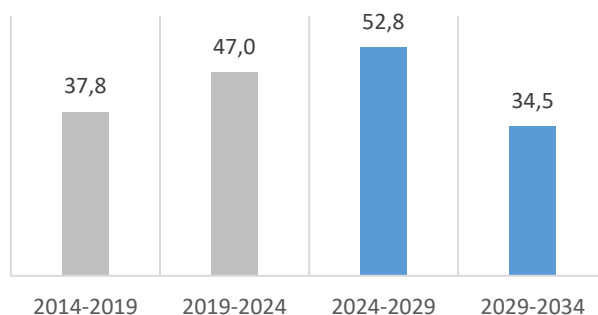
² Projeção EPE para 2023.

³ De acordo com a CNI, o Custo Brasil é “a expressão usada para se referir a um conjunto de dificuldades estruturais, burocráticas, trabalhistas e econômicas que atrapalham o crescimento do país, influenciam negativamente o ambiente de negócios, encarecem os preços dos produtos nacionais e custos de logística, comprometem investimentos e contribuem para uma excessiva carga tributária. A estimativa é que o Custo Brasil retire R\$ 1,5 trilhão por ano das empresas instaladas no país, representando 20,5% do Produto Interno Bruto (PIB).”

Figura 1-5 – Evolução da produtividade total dos fatores (PTF)

Fonte: EPE (projeções) e FGV (histórico)⁴.

Para o comércio exterior, projeta-se que a balança comercial apresentará saldos positivos (Figura 1-6), porém com médias decrescentes ao longo dos quinquênios. As exportações devem ser favorecidas pela maior competitividade da economia brasileira e pelo bom desempenho das *commodities*, em especial nos setores da agropecuária e da extração de minérios. A expectativa é que as importações cresçam a taxas maiores que as exportações, em decorrência do crescimento da renda nacional e do crescimento mais moderado da economia mundial.

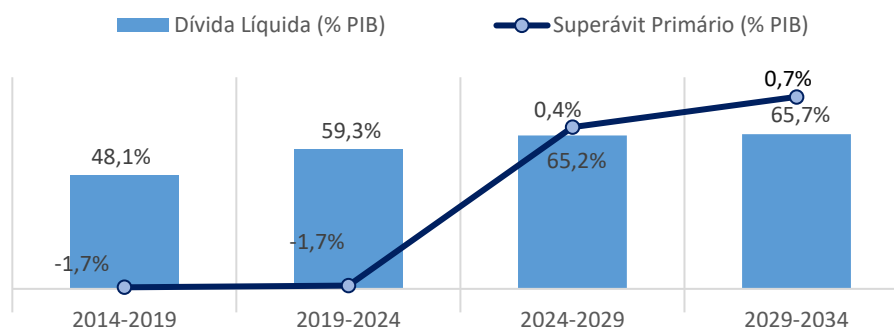
Figura 1-6 – Evolução da balança comercial (US\$ bilhões)

Fonte: EPE (projeções) e Ministério da Economia (histórico)⁵.

No que diz respeito às contas públicas, a expectativa é de obtenção de médias quinquenais crescentes do resultado primário, conforme apresentado na Figura 1-7. Embora seja esperado um crescimento tanto das receitas como das despesas (em % do PIB) no curto prazo, há a expectativa de que, no médio prazo, ocorra uma diminuição gradual das despesas em proporção do PIB. Vale ressaltar que, apesar do resultado primário crescente, espera-se uma elevação da relação DLSP/PIB ao longo dos quinquênios, ainda que seja observada uma redução dessa relação em meados do segundo quinquênio.

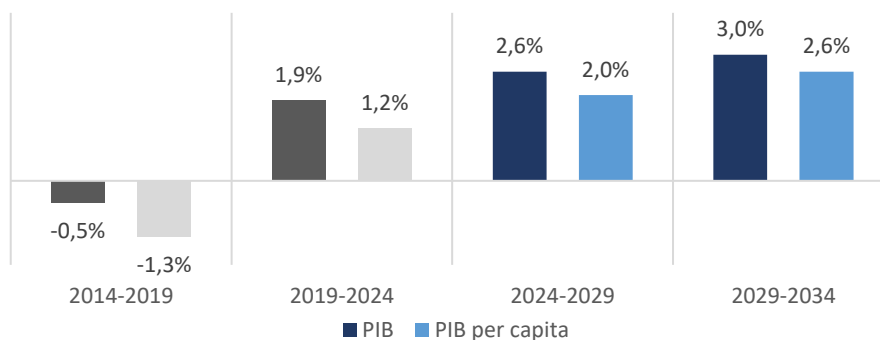
⁴ Projeção EPE para 2023.

⁵ Projeção EPE para 2023.

Figura 1-7 – Evolução dos indicadores do setor público

Fonte: EPE (projeções) e BCB (histórico)⁶.

Tendo em vista as projeções das principais variáveis macroeconômicas apresentadas, espera-se um crescimento médio do PIB brasileiro de 2,8% a.a., ao longo do próximo decênio. No primeiro quinquênio, o crescimento esperado é menor, em decorrência do patamar elevado das taxas de juros, apesar do ciclo de redução gradual observado, e das reformas e ajustes que precisarão ser feitos. No segundo quinquênio, a expectativa é de um crescimento mais forte, impulsionado pelo ambiente mais estável e favorável aos negócios e à expansão do consumo. Com base nas estimativas de PIB e de população, projeta-se um crescimento médio do PIB per capita da ordem de 2,3%. A Figura 1-8 apresenta a evolução esperada para o PIB e o PIB per capita para os quinquênios.

Figura 1-8 – Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)

Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)⁷.

Em termos setoriais, com a melhoria do ambiente macroeconômico, espera-se um crescimento mais robusto dos macrossetores (agropecuária, indústria e serviços), em especial no segundo quinquênio (Gráfico 1-9). O setor agropecuário deve apresentar um crescimento em torno de 3,0% a.a. tanto no primeiro quinquênio como no segundo. Esse desempenho é esperado em

⁶ Projeção EPE para 2023.

⁷ Projeção EPE para 2023.

função do aumento da demanda nacional e internacional por produtos agrícolas e pecuários tanto para consumo direto, como para insumo energético e industrial.

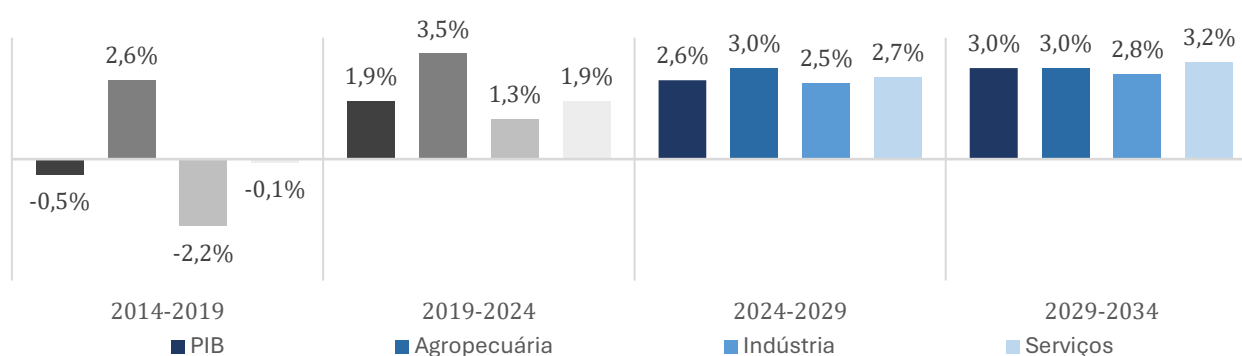
Com crescimento da renda, melhora do mercado de trabalho, inflação mais controlada e menor custo de crédito, espera-se uma elevação do consumo das famílias, o que tende a gerar um aumento na demanda por serviços. Sendo assim, espera-se um crescimento de 2,7% a.a. do setor para o primeiro quinquênio, seguida de uma expansão de 3,2% a.a. no segundo quinquênio.

O crescimento médio esperado da indústria será da ordem de 2,5% a.a. no primeiro quinquênio e de 2,8% a.a. no segundo quinquênio. Com a economia mais aquecida, a produção da indústria de transformação deve se elevar (Figura 1-10), em especial entre 2029 e 2034, atingindo a taxa média de 2,9% a.a. Espera-se também uma expansão da indústria de transformação energointensiva e dos demais segmentos da transformação, com taxas de crescimento relevantes no primeiro quinquênio (2,4% a.a. cada) e no segundo quinquênio (2,7% a.a. e 3,0% a.a.), respectivamente.

Há uma expectativa de bom desempenho da extrativa, puxada pela exploração do petróleo na região do Pré-Sal, por minério de ferro e por um aumento substancial da extração de outros minerais críticos associados à transição energética. Apesar disso, a dinâmica mais moderada para o petróleo no segundo quinquênio provoca desaceleração da taxa de crescimento.

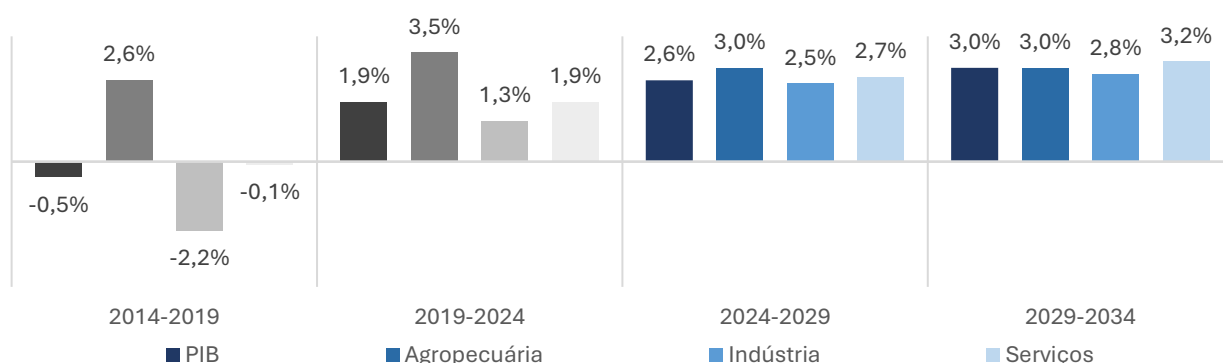
O segmento da construção civil deve apresentar resultados mais favoráveis, devido a maior demanda por imóveis residenciais (favorecida pela expansão da renda e menor custo do crédito), bem como pelos investimentos em infraestrutura, com destaque para os setores de saneamento básico, transporte e energia. O crescimento da construção deve ser, em média, de 2,5% a.a. no primeiro quinquênio e 3,2% a.a. no segundo quinquênio.

Figura 1-9 – Evolução dos valores adicionados macrossetoriais



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)⁸.

⁸ Projeção EPE para 2023.

Figura 1-10 – Evolução dos valores adicionados industriais

Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)⁹.

1.4 Cenários Alternativos

Tendo em vista os riscos e incertezas relacionados às variáveis econômicas, foram elaborados dois cenários alternativos ao cenário de referência que foi descrito na seção anterior. Esses dois cenários, um inferior e outro superior, foram construídos a partir da sensibilização das premissas adotadas para as projeções de referência da economia nacional, considerando elementos que afetam o crescimento no curto, médio e longo prazo. A Tabela 1-1 apresenta a síntese das premissas utilizadas como base para cada um dos cenários.

Tabela 1-1 - Principais diferenças de premissas entre o cenário de referência e os alternativos

Pontos Críticos	Cenário inferior	Cenário referência	Cenário superior
Inflação e política monetária	Inflação volta a acelerar no curto prazo, levando à necessidade de adoção de uma política monetária fortemente contracionista.	Desaceleração da inflação no curto prazo em resposta à política monetária restritiva adotada. Por conta disso, inicia-se um ciclo de redução gradual da Selic.	Forte desaceleração da inflação leva a uma redução mais substancial da Selic.
Confiança dos agentes e ritmo de crescimento econômico	Cenário de elevada incerteza afeta a confiança dos agentes e o ritmo de crescimento econômico.	Melhora do ambiente macroeconômico permite uma recuperação da confiança dos agentes, viabilizando um maior ritmo de atividade.	Cenário mais favorável permite um aumento acentuado da confiança e um ritmo de crescimento mais acelerado.
Aprovação de reformas e ambiente de negócios	Dificuldade na aprovação de reformas.	Aprovação de reformas importantes no curto prazo com impactos mais significativos sobre a atividade econômica no segundo quinquênio.	Aprovação de reformas importantes com efeitos significativos já no curto prazo.

⁹ Projeção EPE para 2023; Transformação Energointensiva é um subgrupo composto dos setores alimentos e bebidas, papel e celulose, têxtil, cimento, cerâmica, metalurgia e química.

Pontos Críticos	Cenário inferior	Cenário referência	Cenário superior
Produtividade total dos fatores	Fraco crescimento.	Crescimento gradual.	Forte crescimento.
Contas públicas	Dificuldade de realização de ajuste fiscal com DLSP/PIB crescente ao longo de todo horizonte.	Ajuste fiscal com redução da relação DLSP/PIB no segundo quinquênio.	Ajuste fiscal com redução da relação DLSP/PIB já no primeiro quinquênio.

Fonte: Elaboração EPE.

1.4.1 Cenário Inferior

Nesse cenário, a perspectiva é de um ambiente econômico de elevada incerteza e instabilidade, o que restringe o comportamento dos agentes e limita o crescimento da economia. Além disso, espera-se uma pressão inflacionária maior, o que conduz à necessidade de adoção de uma política monetária contracionista.

Em função dos juros mais elevados e do menor nível de confiança dos agentes, há a perspectiva de um crescimento mais baixo dos investimentos em comparação ao cenário de referência. Em 2034, o volume de investimentos deve atingir o nível de, aproximadamente, 18% do PIB, o que seria insuficiente para avançar na solução dos gargalos na infraestrutura do país.

Além disso, espera-se maior dificuldade na aprovação de reformas estruturantes. Dessa forma, é esperado que não haja melhoria no ambiente de negócios e tampouco na competitividade da economia. Em decorrência disso, a produtividade deve ficar apresentar um baixo crescimento, da ordem de 0,3% a.a., em média, no período decenal.

No que se refere às contas públicas, a baixa atividade econômica deve gerar impactos negativos na arrecadação, impedindo a obtenção de resultados primários significativos. Nesse sentido, a relação DLSP/PIB deve crescer ao longo do período, atingindo 83% do PIB em 2034.

Nesse cenário de menor investimento e produtividade, há a expectativa de dificuldades no mercado de trabalho. Isso implica em restrições ao crescimento do consumo das famílias e da demanda interna. A projeção é de que a economia brasileira deve crescer, em média, apenas 1,8% a.a. nos próximos dez anos (Figura 1-11).

Dado o baixo dinamismo da economia doméstica, projeta-se um desempenho mais fraco da indústria e do setor de serviços. Para o horizonte decenal, é esperado um crescimento médio de 1,9% para o setor de serviços e de 1,5% para a indústria. Entretanto, como a perspectiva internacional se mantém a mesma em todos os cenários, os produtores de commodities podem ser favorecidos e a agropecuária, portanto, deve apresentar um melhor desempenho, com crescimento médio esperado de 2,3%.

1.4.2 Cenário Superior

Esse cenário tem como premissa uma maior estabilidade econômica com inflação moderada e que converge para a meta, possibilitando uma redução da taxa de juros. Esse ambiente de menor incerteza permite uma acentuada expansão do nível de confiança dos agentes, gerando uma elevação mais significativa da atividade econômica.

Dessa forma, espera-se uma maior taxa de investimentos no período, ao qual atinge o patamar de 22% do PIB, em 2034. Com um nível maior de investimentos, é esperado que parte dos gargalos de infraestrutura possam ser resolvidos, elevando a competitividade do país.

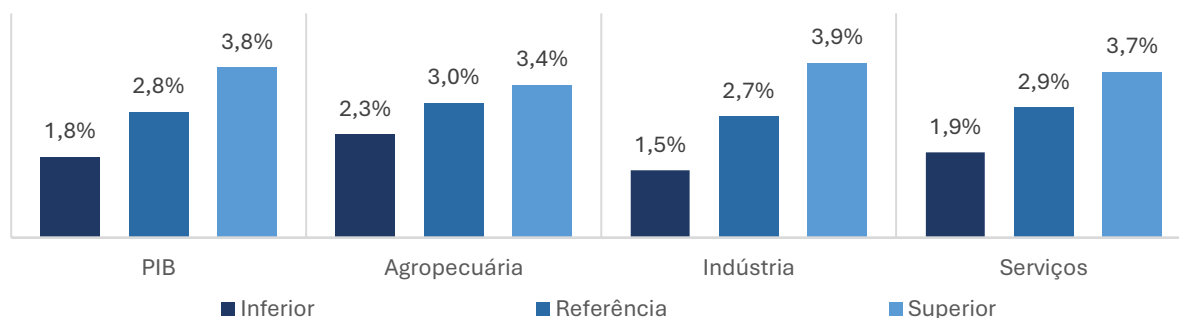
A perspectiva é que haja aprovação de reformas importantes para a melhoria do ambiente de negócios já no primeiro quinquênio. Isso possibilita uma expansão média da produtividade da ordem de 1,0% a.a. ao longo do período decenal.

Quanto às contas públicas, espera-se nesse cenário um ajuste fiscal que permita a redução da relação DSLP/PIB já no primeiro quinquênio, atingindo cerca de 50% do PIB em 2034. Isso tende a reforçar o ambiente de maior estabilidade econômica.

Em decorrência do melhor desempenho dos principais indicadores econômicos, espera-se um crescimento expressivo da atividade econômica, resultando em uma expansão mais forte do PIB brasileiro, que deve apresentar um crescimento médio de 3,8% a.a. no período (Figura 1-11).

Com o mercado doméstico mais favorável, projeta-se um maior crescimento de todos os setores nos próximos dez anos. Para a indústria, é esperado um crescimento médio de 3,9%, puxado especialmente pelo desempenho da indústria de transformação. Com o aumento da demanda interna, o setor de serviços deve apresentar uma taxa média de crescimento de 3,7%. Tendo em vista a adoção do mesmo cenário externo e o maior nível de demanda doméstica, a agropecuária deve apresentar um crescimento médio de 3,4% no horizonte decenal.

Figura 1-11 – Taxas médias anuais entre 2024 e 2034 (%a.a.) para os distintos cenários econômicos



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico).

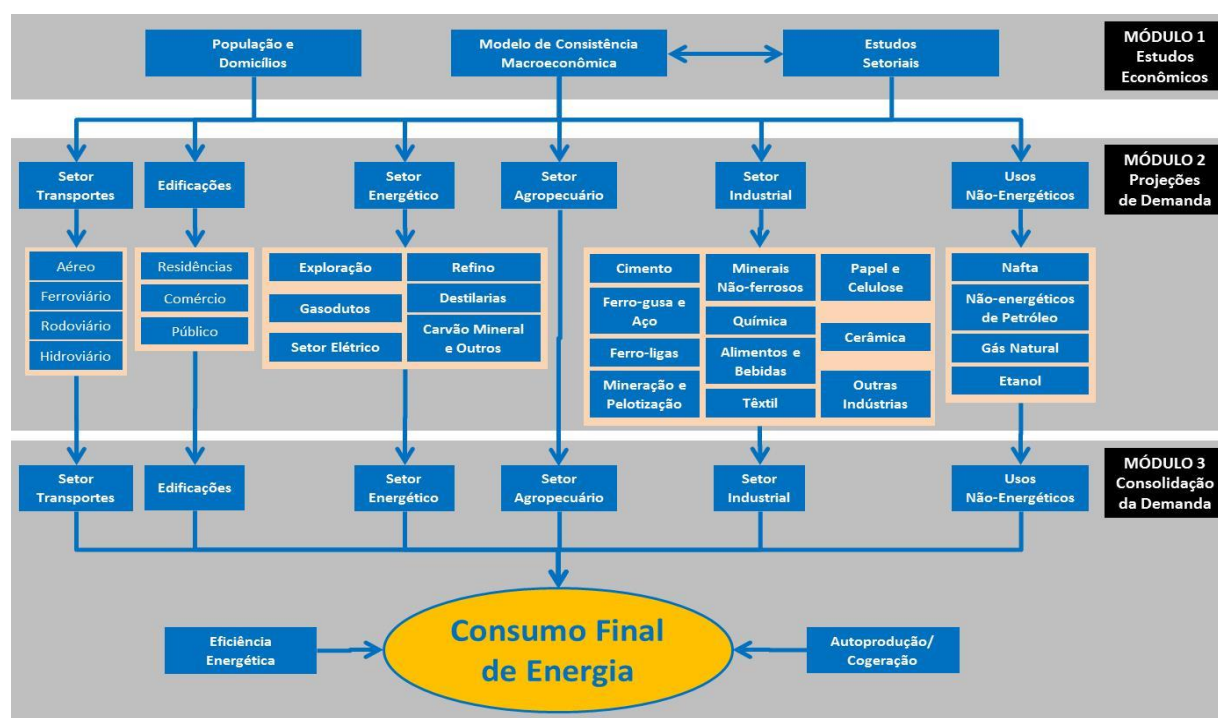
Pontos Principais do Capítulo

- A projeção de crescimento médio da população brasileira, no horizonte decenal, é de **0,5% a.a.**, atingindo o patamar de **228,8 milhões de habitantes** em 2034. No que se refere ao número de domicílios, a perspectiva é de um crescimento médio de **1,4% a.a.**, alcançando **87,1 milhões de domicílios** no final do período.
- A expectativa para a economia mundial é de que **os países emergentes apresentem maior contribuição para o crescimento mundial**. Por outro lado, as economias mais desenvolvidas devem apresentar um crescimento mais modesto. O **crescimento médio esperado para o PIB e o comércio mundial é de 3,0% a.a. e 3,5% a.a.**, respectivamente.
- Para a economia nacional, a perspectiva é de uma trajetória de crescimento médio do PIB em torno de **2,8% a.a.** no período. Ao longo do horizonte decenal, há a expectativa um **ambiente de maior estabilidade macroeconômica**, com a retomada da **confiança** dos agentes econômicos, o que se reflete em maior **expansão dos investimentos** e do **consumo das famílias** e, conseqüentemente, um **crescimento mais substancial do PIB**. Além disso, espera-se que reformas, como a **tributária**, sejam capazes de **aumentar a competitividade e produtividade da economia brasileira**, sobretudo no segundo quinquênio.
- Do ponto de vista setorial, espera-se que a **melhoria do ambiente macroeconômico**, sobretudo no segundo quinquênio, permita um **crescimento mais robusto dos três setores** (agropecuária, indústria e serviços). A expansão da demanda interna por alimentos e da demanda internacional por commodities irá favorecer o setor agropecuário, ao qual tende a apresentar a maior expansão no horizonte decenal. Por outro lado, a indústria será favorecida pela ampliação dos investimentos em infraestrutura e pelo maior dinamismo do mercado interno, o que também irá favorecer o setor de serviços.

2 Demanda de Energia

A partir das perspectivas de evolução da economia e da população brasileira no período decenal, conforme mostrou o Capítulo 1, a EPE realiza as projeções de demanda para todos os setores e fontes energéticas. O detalhamento das projeções deve ser compatível com a abertura presente no Balanço Energético Nacional. Influenciam nas projeções, além dos aspectos socioeconômicos, questões como tecnologias, eficiência energética, autoprodução de energia, entre outros. A Figura 2-1 a seguir mostra resumidamente a estrutura de consolidação do consumo final de energia.

Figura 2-1 – Estrutura de consolidação da projeção do consumo final de energia



Fonte: Elaboração EPE.

Dadas as premissas econômicas e setoriais expostas no Capítulo 1, estima-se que o consumo final de energia cresça 2,5% ao ano no primeiro quinquênio em estudo. Já no segundo quinquênio, espera-se crescimento de 1,7% ao ano. No período decenal, o consumo deve se expandir à taxa média anual de 2,1%, alcançando uma elasticidade-renda de 0,74.

Espera-se que haja mudanças na participação dos setores no consumo de energia e incidência de ganhos de eficiência energética. Destaca-se o ganho de importância dos setores industrial e comercial, em detrimento de transportes e do residencial, este sob efeito da eletrificação com gradual redução de importância da lenha. Desta forma, a intensidade energética apresenta tendência decrescente ao longo do horizonte decenal, com uma perda de participação de indústrias energointensivas.

Neste estudo, a taxa média de crescimento do consumo de energia per capita apresentada é de 1,6% ao ano. O valor alcançado em 2034 para esse indicador nacional é aproxima dos níveis atuais de países como Uruguai e México, mas ainda fica longe dos patamares observados em países desenvolvidos.

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia

Indicador	2024	2029	2034
Consumo Final de Energia (10⁶ tep)	288	325	353
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,32	1,45	1,54
Intensidade Energética da Economia (tep/10³R\$ [2010])	0,063	0,062	0,059
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,95 (2021-2029)	0,56 (2029-2034)	0,74 (2024-2034)

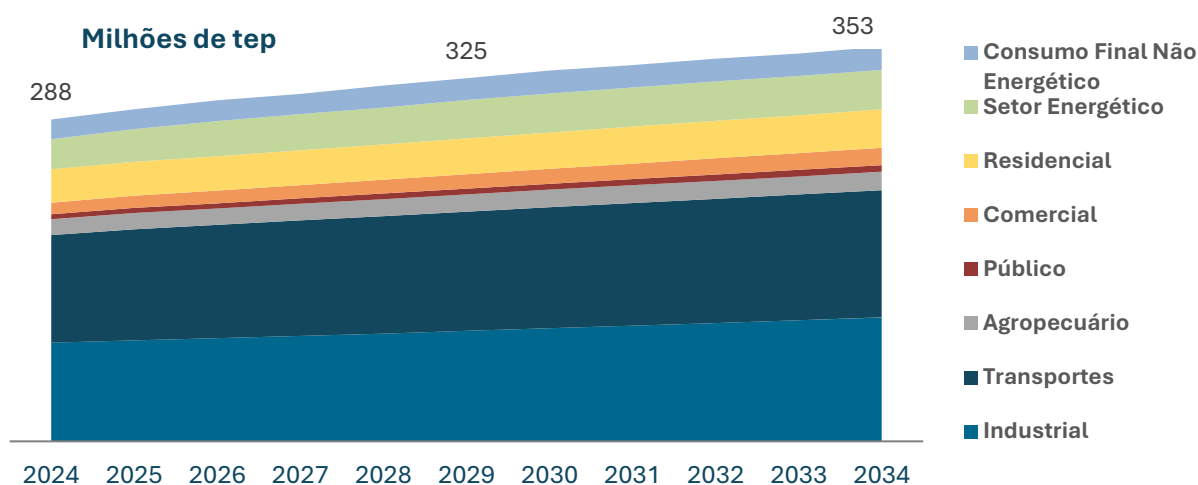
Fonte: Elaboração EPE.

2.1 Consolidação por Setor

No período decenal, todos os setores de consumo apresentam perspectivas de aumento de demanda de energia, sob o pano de fundo de um cenário de crescimento econômico. Neste contexto, destacam-se o comércio, a produção de petróleo e gás natural e as destilarias e usinas de etanol, que apresentam impactos relevantes no consumo de energia do país.

O setor de transportes amplia sua participação no consumo final de energia entre 2024 e 2034, passando de 32% para 33%. Tal setor se destaca em relação aos demais com cerca de 1/3 de participação do consumo final de energia em 2034, com destaque para o modo rodoviário, que se mantém como o de maior consumo de energia.

Espera-se que a indústria venha a ser um dos principais vetores de crescimento do consumo de energia do País. No primeiro quinquênio, destacam-se os segmentos como mineração, papel e celulose e química. Já no segundo quinquênio, os segmentos de ferro-gusa e aço e ferro-ligas também ganham destaque.

Figura 2-2 – Consumo final de energia por setor

Fonte: Elaboração EPE.

2.2 Industrial

O consumo da indústria avança com a evolução da participação de fontes como o gás natural e a eletricidade. O valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolui à taxa média anual de 2,7%, resultado da melhoria dos indicadores econômicos aliados à redução da ociosidade no nível de utilização das plantas em determinados segmentos, principalmente no segundo quinquênio.

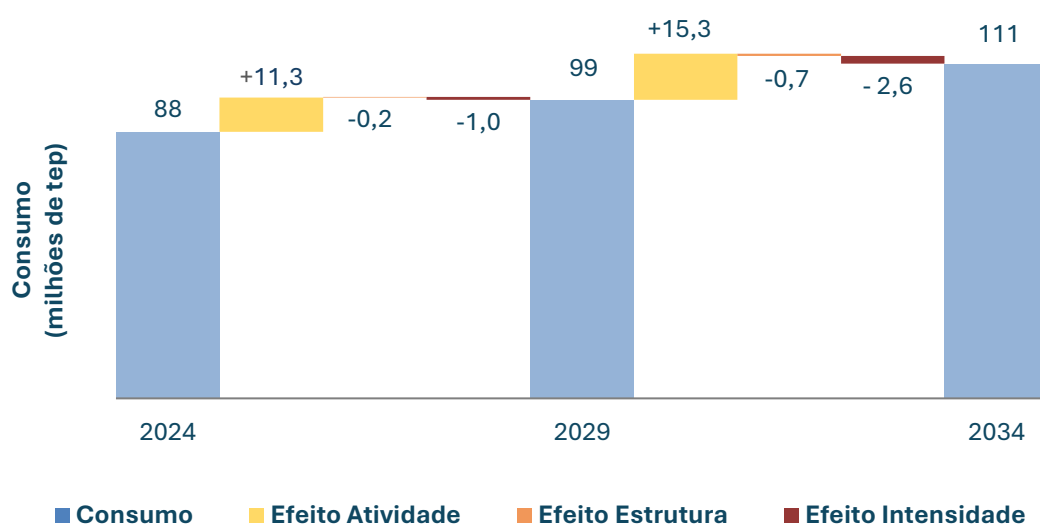
No cenário deste estudo, a produção do alumínio primário cresce a taxa média de 1,5% anuais e ainda padece com os custos com energia e tem redução da competitividade do setor, enquanto o incremento da produção física de alumina (3,0% a.a.) principalmente na região Sudeste devido a retomada da capacidade instalada. O consumo de eletricidade relacionado à produção de metais não ferrosos é impactado diretamente por tais movimentos.

Estima-se que as atividades ligadas à infraestrutura, tais como cimento, cerâmica, ferro gusa e aço, não ferrosos e outros da metalurgia (com destaque para o subsegmento alumina), ampliem de forma mais acelerada no primeiro intervalo do decenal. Com a perspectiva de reduzir o consumo específico em cerca de 10% até 2034 e consequentemente a intensidade energética e as emissões de gases de efeito estufa no setor de cimento, o teor de adições ao clínquer se amplia de 32% em 2022 (EPE, 2023) para 36% em 2034.

Já para o segundo período, alumínio e celulose apresentam taxas anuais mais significativas. Vale destacar a retomada da utilização da capacidade instalada no setor químico, para abastecer a construção civil e o setor de saneamento com o PVC produzido pela indústria de soda cloro e petroquímica. A indústria química tem perspectivas de crescimento acima da média entre 2029 e 2034 (alcança taxa média de 2,6% ao ano) vinculadas principalmente às expansões previstas nos mercados demandantes de produtos químicos.

Na primeira parte do decênio, o efeito atividade positivo é bastante relevante e demonstra crescimento do consumo, sendo superior à perspectiva de valor adicionado estimado. Os efeitos estrutura, por alteração na participação de segmentos energointesivos, e intensidade, por conta dos ganhos de eficiência energética, contrapondo-se ao efeito atividade predominante, são relativamente baixos neste período (Figura 2-3). No segundo quinquênio analisado, o valor adicionado cresce mais que a consumo final de energia dos segmentos industriais. E, portanto, o consumo industrial salta de 88 para 111 milhões de tep de 2024 a 2034.

Figura 2-3 – Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final¹⁰

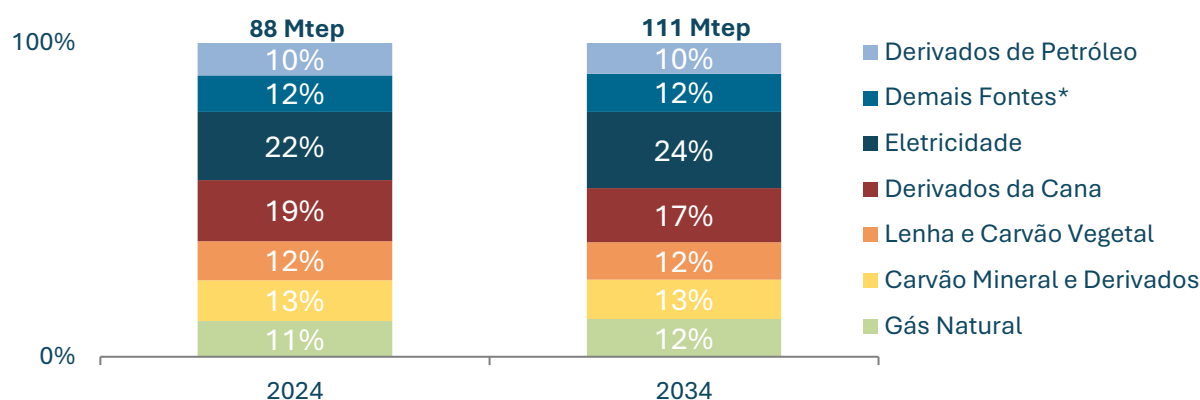


Fonte: Elaboração EPE.

No intervalo decenal, observam-se mudanças marginais na participação do gás natural, enquanto lenha e carvão vegetal, carvão mineral e derivados de petróleo mantêm a participação no horizonte em estudo (Figura 2-4). Apesar da estabilidade nas demais fontes, destaca-se o incremento do percentual de biodiesel no diesel, relacionado a um crescimento da produção de cerca de 30% deste biocombustível.

Há redução da participação dos derivados de cana no decênio, já a eletricidade apresenta ampliação de sua importância, com destaque para a elevação da sua participação em 2034, representando cerca de 1/5 do consumo final de energia nos setores industriais.

¹⁰ Não inclui o setor energético (exploração, produção e processamento de energéticos).

Figura 2-4 – Setor industrial: Consumo final de energia por fonte¹¹

Fonte: Elaboração EPE.

2.3 Transportes

2.3.1 Demanda do setor de transportes

O setor de transportes é um dos maiores consumidores de energia do Brasil, e primordial para permitir o crescimento e desenvolvimento do País. A circulação de bens e pessoas é responsável por possibilitar a geração de valor pela população. Portanto, a demanda por serviços de transporte normalmente tem uma relação intrínseca com o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro.

Entre 2024 e 2034, projeta-se uma taxa de crescimento de 2,8% ao ano (a.a.) para o PIB. O consumo energético é influenciado por diversos fatores, como o PIB per capita, a disponibilidade e a ampliação da infraestrutura logística, as políticas ambientais, o comportamento e preferências das pessoas, a maior conectividade e novas tecnologias. Tais fatores contribuem para a demanda do transporte de cargas e/ou de passageiros, conforme descrito a seguir.

2.3.2 Transporte de cargas

A atividade total do transporte de cargas deve aumentar 3,2%, entre 2024 e 2034, no cenário referencial. Esse crescimento é necessário para o escoamento da produção brasileira, oriunda principalmente do agronegócio. A recuperação do PIB per capita, que deve ultrapassar seu valor máximo histórico (alcançado em 2013) em 2025, também promoverá setores como o varejo e a construção civil, muito demandantes de transporte rodoviário. Além disso, projetos em infraestrutura, como os previstos no Novo PAC, tendem a aumentar investimentos, e o emprego e renda em setores como a construção civil, muito intensiva em mão de obra.

Projetos de infraestrutura rodoviários e ferroviários devem entrar em operação na próxima década. Para o modo ferroviário, destaca-se a melhoria da intensidade da malha existente,

¹¹ Inclui biodiesel, lixo, outras renováveis e outras não renováveis.

devido a investimentos decorrentes das renovações antecipadas das concessões ferroviárias, assim como por investimentos em novas ferrovias. Com destaque para a EF-170 (Ferrogrão), Nova Transnordestina, Ferrovia de Integração Centro-Oeste (FICO), Ferrovia de Integração Leste-Oeste (FIOL) e extensão da Rumo Malha Norte (RMN) de Rondonópolis em direção ao centro do Mato Grosso.

Esses projetos, combinados com investimentos portuários, permitem o aumento da integração do modo ferroviário com o aquaviário, podendo favorecer a elevação das exportações de produtos agrícolas, e o incremento da cabotagem. Com isso, projeta-se que o modo ferroviário deve elevar sua participação na matriz de transportes de carga brasileira, de 16,9% em 2024 para 19,3% em 2034.

Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor. Uma mudança significativa na matriz de transporte de cargas brasileira requer investimentos em infraestrutura adicionais aos que atualmente estão sendo planejados.

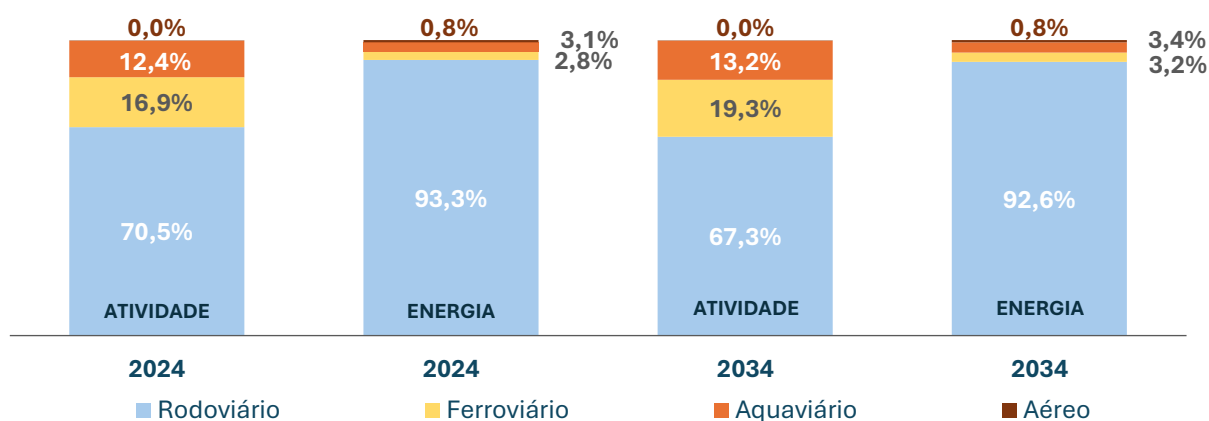
A demanda energética do transporte de cargas continua muito concentrada no uso do óleo diesel, apesar de políticas de incentivo aos combustíveis renováveis, como o Programa Combustível do Futuro, que prevê o aumento da adição de etanol e biodiesel, além de criar incentivos de produção e uso do biometano, diesel verde e combustíveis sustentáveis de aviação (SAF – Sustainable Aviation Fuel). Apesar dessas políticas, e da crescente participação da eletrificação em automóveis, comerciais leves e ônibus urbanos, a maior parte do escoamento da produção brasileira continua sendo atendida por caminhões pesados a óleo diesel. As propriedades desse tipo de transporte, intensivo em peso e de longa distância, dificultam muito a eletrificação. E apesar de avanços na hibridização e do crescente licenciamento de caminhões movidos a gás, a maior parte dos licenciamentos deve continuar sendo de veículos pesados a diesel, mantendo a contribuição do consumo do óleo diesel na demanda energética do transporte de cargas.

Ainda assim, os licenciamentos de caminhões movidos a fontes de energia alternativas, como elétricos e híbridos, comparativamente aos de combustão interna, devem começar a se tornar mais significativos. Nos segmentos de caminhões semileves e leves, em 2034, estima-se que 18% da participação deve ser de híbridos e elétricos. Nos médios, devido à crescente utilização destes veículos para distribuição final em cidades (last mile), espera-se uma participação de 15%. Para os segmentos de caminhões mais pesados, a opção de eletrificação deve levar mais tempo para ser competitiva frente aos veículos a combustão interna tradicionais. Em semipesados, estima-se a participação de motorização alternativa de 2,4% em 2034. Especialmente para pesados, projeta-se uma participação restrita de elétricos (2,7% em 2034). A hibridização se ampliará mais rapidamente. No final do período decenal, a participação da frota híbrida e elétrica deve ser pouco representativa, com 1,5%. Outras alternativas tecnológicas ao caminhão a diesel como o gás natural gasoso (GNC) e liquefeito (GNL) também evoluem. Entretanto, o maior custo de aquisição da tecnologia comparativamente, a baixa ou inexistente disponibilidade de gás natural em diversas regiões, o custo da infraestrutura de abastecimento e a pequena produção nacional desses caminhões devem limitar a ampliação desta tecnologia no Brasil no período de estudo. Em 2034, este tipo de motorização deve avançar nos segmentos

mais pesados, com participação do GNL e GNC nos licenciamentos de caminhões médios, semipesados e pesados de 0,8%, 0,9% e 1,7%, respectivamente.

Em termos energéticos, entre 2024 e 2034, a demanda do transporte de cargas (em tep) cresce em média 1,9% ao ano. A diferença em relação à taxa da atividade (em t.km), que está projetada para crescer 3,2% a.a., é explicada, em grande medida, pela expansão do modo ferroviário, que conta com um consumo por tonelada transportada mais de dez vezes inferior ao modo rodoviário. As participações de cada modo na atividade e no consumo energético do transporte de cargas no Brasil podem ser observadas a seguir.

Figura 2-5 – Participação dos modos na atividade e demanda energética do transporte de cargas



Fonte: Elaboração EPE.

2.3.3 Transporte de passageiros

A economia e a renda também influenciam sobremaneira a mobilidade das pessoas. Estima-se que o ano de 2024 será o primeiro ano em que a atividade de transporte de passageiros por veículos motorizados excederá o recorde registrado em 2014. E o contínuo crescimento do PIB e da população, além dos investimentos previstos no Novo PAC, devem fazer a atividade total do transporte de passageiros aumentar 3,4% a.a. entre 2024 e 2034.

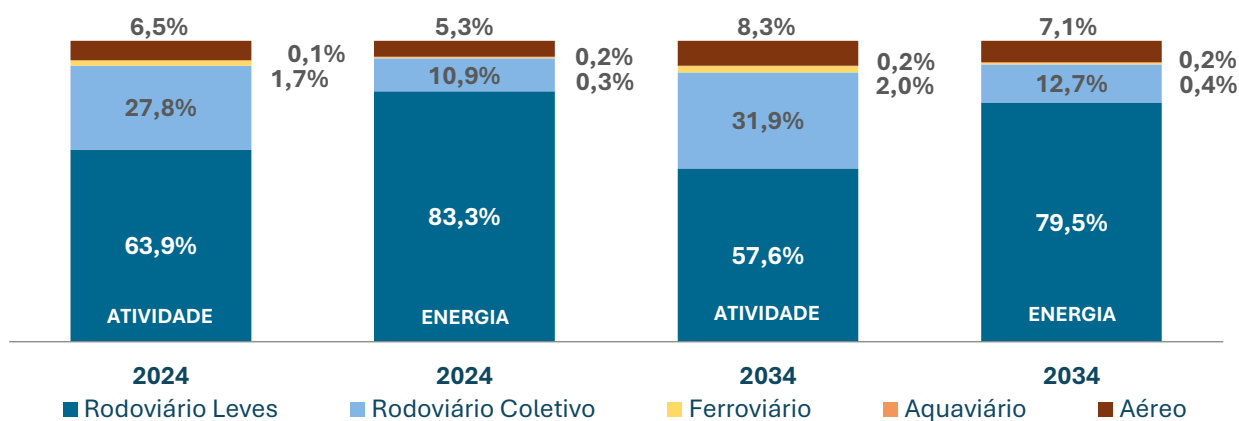
Historicamente, a alta nos preços dos combustíveis e dos veículos restringiram os licenciamentos de automóveis novos. No período decenal, a conjuntura de altos preços e juros relativamente elevados, além de políticas de mobilidade urbana, podem limitar a evolução do licenciamento de veículos leves, não acompanhando o crescimento da demanda por mobilidade da sociedade. Projeta-se um crescimento acentuado do uso do transporte metro-ferroviário, ainda não totalmente recuperado da queda ocorrida durante a pandemia. A atividade atendida por esse modo deve expandir-se em 5,1% a.a., com a ressalva de partir de uma base relativamente baixa. Portanto, para atender aos anseios de mobilidade da população, projeta-se um aumento significativo do transporte rodoviário coletivo, com expansão prevista de 4,8% a.a. A participação do transporte coletivo parte de 28% em 2024 para 32% em 2034, enquanto a participação do transporte individual reduz-se de 64% para 58%.

Em termos energéticos, projeta-se o incremento da demanda do transporte de passageiros, em média, de 1,6% ao ano. Para o segmento de passageiros, a diferença em relação à taxa da

atividade é explicada pelo aumento da participação do modo de transporte rodoviário coletivo, e pelo crescimento do modo metro-ferroviário. Na Figura 2-6, é possível notar que a mudança modal reduz a intensidade energética da matriz de transporte de passageiros, com contribuições também de avanços tecnológicos, havendo melhorias significativas na eficiência energética dos veículos¹². O aumento da importância do modo rodoviário coletivo comparativamente com o individual, a implementação de corredores de ônibus e a priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema. Além disso, a crescente eletrificação de ônibus urbanos contribui para a eficiência do setor, com os licenciamentos anuais passando de algumas dezenas para 8,8 mil em 2034, elevando sua participação nas vendas para 21%.

No que tange o transporte aéreo, a demanda por voos finalmente se recuperou, fechando o ano de 2024 em patamar superior ao recorde atingido em 2019. No médio prazo, estima-se que a demanda por esse modo aumentará. O incremento do PIB per capita e uma maior distribuição de renda em um país continental como o Brasil tendem a estimular o transporte aéreo, principalmente de passageiros, mesmo com a possibilidade de mudanças na frequência de viagens corporativas e de turismo após a crise sanitária. A disseminação do uso de dispositivos para videoconferências reduz a necessidade por viagens corporativas. No entanto, a expansão da renda per-capita mais do que compensam esse efeito.

Figura 2-6 – Participação dos modos na atividade e demanda energética do transporte de passageiros



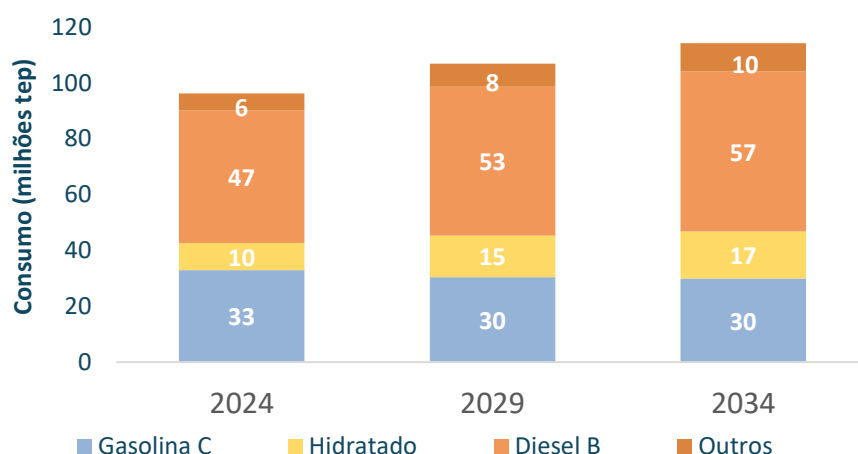
Fonte: Elaboração EPE.

¹² Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da eficiência no computador geral. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos, embora dotados de ar-condicionado, também estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias elétricas e híbridas, mais eficientes energeticamente e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

2.3.4 Demanda energética do setor de transportes

Entre 2024 e 2034, a demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 1,7% ao ano, com destaque para as taxas de crescimento aceleradas de gás natural, energia elétrica, óleo diesel e etanol hidratado. A demanda de eletricidade, apesar da taxa de crescimento elevada, não constitui demanda expressiva dentro da demanda energética do setor, apresentando uma participação de 0,8% em 2034.

Figura 2-7 – Consumo do setor de transportes por fonte de energia



Fonte: Elaboração EPE.

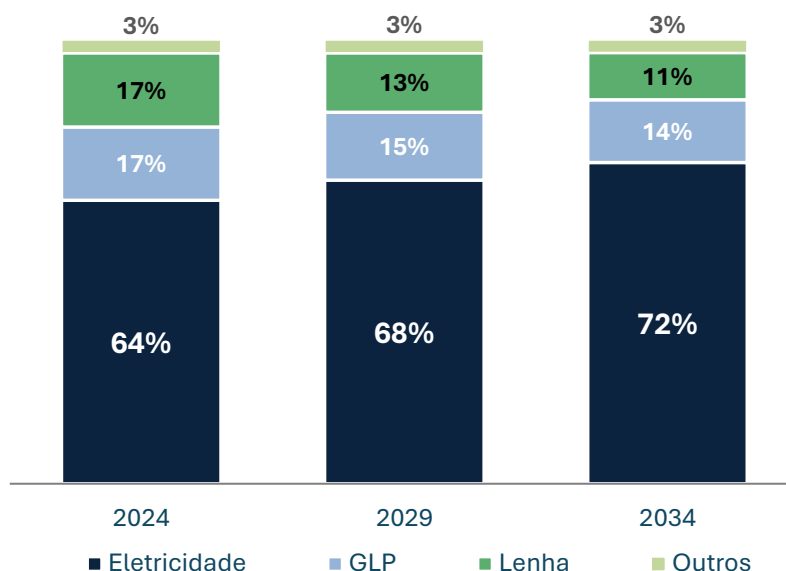
Como citado anteriormente, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética total do setor de transportes. Desta forma, em 2034, o óleo diesel para o abastecimento de veículos continuará com a participação de 50% (57 milhões tep) na demanda total do setor de transportes. Só o volume de óleo diesel para o abastecimento de caminhões representará 37% do consumo total. Outro destaque é a participação da demanda para motores ciclo Otto, que passa de 44% (43 milhões tep) em 2024 para 41% (47 milhões tep) da demanda energética total do setor de transportes em 2034. Ressalta-se, ainda, a perda significativa da importância da gasolina C na demanda total, reduzindo sua participação de 34% para 26% no horizonte decenal.

2.4 Edificações e Serviços Públicos

O setor de edificações e serviços públicos considera os edifícios residenciais, comerciais e públicos, bem como os serviços de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. As principais fontes de energia utilizadas nas residências são a eletricidade e o gás liquefeito de petróleo (GLP). Já nos edifícios comerciais e públicos, o uso predominante é da energia elétrica. No horizonte em análise, espera-se que essas fontes de energia continuem sendo protagonistas no setor, com destaque para a eletricidade. Projeta-se que, em 2034, o consumo final de

eletricidade desse setor alcance 460 TWh, que corresponde a cerca de 72% da matriz energética das edificações e 53% do consumo final de eletricidade do país.

Figura 2-8 – Consumo final de energia no setor de edificações e serviços públicos



Fonte: Elaboração EPE.

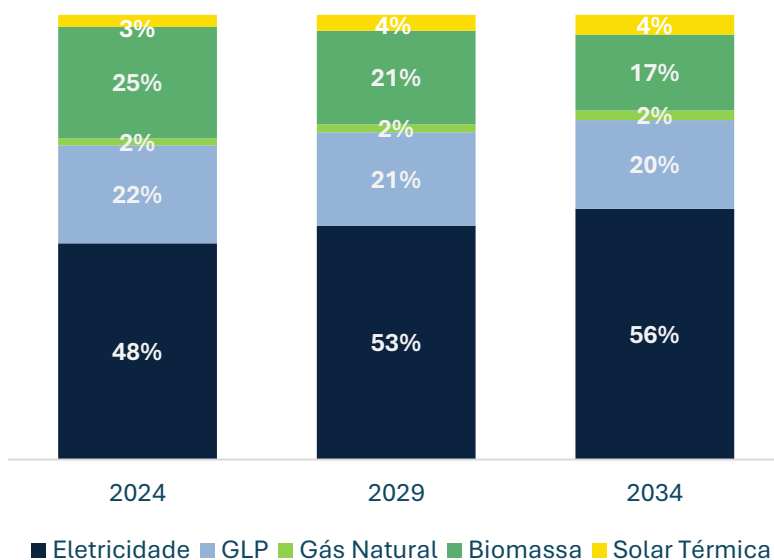
2.4.1 Residências

A previsão é que a demanda de energia nas residências do país poderá crescer 1,7% a.a. entre 2024 e 2034, resultado, entre outros, da evolução da renda das famílias, da expansão do crédito financeiro para compra de equipamentos, da redução do desemprego, do avanço da malha de distribuição de combustíveis para o atendimento dos domicílios e da penetração das tecnologias nas residências.¹³

A eletricidade foi a principal fonte de energia utilizada nas residências em 2024 e deve elevar a sua relevância ao longo de todo o horizonte, influenciada pelo aumento da posse de alguns eletrodomésticos, como aparelhos de ar-condicionado e equipamentos de cocção, assim como pelo crescimento do seu uso em residências onde este aproveitamento é ainda reprimido como, por exemplo, em famílias mais desfavorecidas.

Em contrapartida, a revisão dos índices mínimos e das classes de eficiência energética de equipamentos participantes do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) são políticas que podem induzir à redução do consumo médio dos eletrodomésticos pela troca de aparelhos ineficientes ou à primeira compra de dispositivos mais modernos, que consomem menos energia elétrica. Considerando todos esses efeitos, o uso da eletricidade nos lares brasileiros poderá crescer 3,0% a.a. entre 2024 e 2034.

¹³ A metodologia da projeção de demanda do setor residencial pode ser consultada em Nota Técnica (EPE, 2021b).

Figura 2-9 – Evolução da participação energética das fontes no consumo residencial de energia (%)

Fonte: Elaboração EPE.

O Fact Sheet EPE “Consumo Residencial de Energia por Classes de Renda” (EPE, 2024b) mostra que as fontes energéticas convencionais, em especial a lenha catada, têm uma grande importância para prover serviços energéticos para as classes de mais baixa renda no Brasil. No PDE 2034, há a tendência de queda do uso da biomassa, ou seja, lenha e carvão vegetal nas habitações ao longo do horizonte de análise, com taxas de 2,3% e 1,9% a.a., respectivamente. Sendo fontes de energia ineficientes e poluidoras utilizadas em sua maioria na cocção de alimentos pelas classes mais desfavorecidas, em especial, de áreas rurais, a tendência é que sejam substituídas por combustíveis mais modernos como o gás liquefeito do petróleo (GLP), o gás natural e a eletricidade, conforme haja melhorias nas condições econômicas das famílias, incentivos ao uso de equipamentos abastecidos com fontes limpas para cozinhar e também à medida que esses combustíveis fiquem mais baratos.

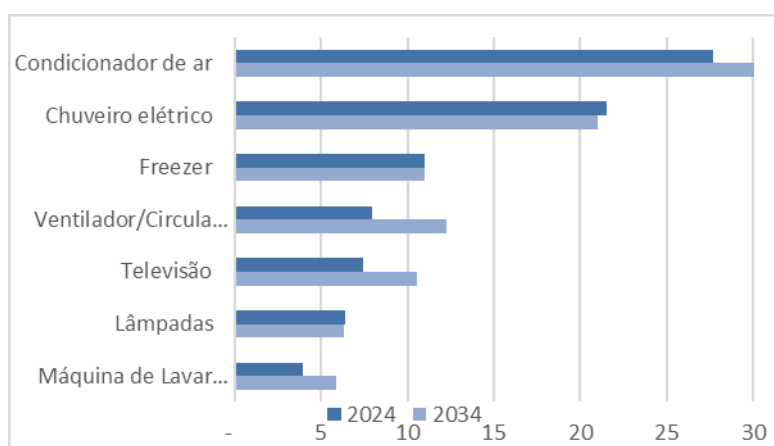
Deve-se salientar que políticas públicas que visem a reduzir a pobreza energética estarão alinhadas com o objetivo de desenvolvimento sustentável N° 7 da Organização das Nações Unidas (ONU), que visa assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preços acessíveis à energia limpa para todos. O uso de fontes de energia mais modernas também pode contribuir para combater a desigualdade de gêneros na sociedade, uma vez que, em geral, são as mulheres as responsáveis por apanhar as biomassas tradicionais e preparar os alimentos, deixando de realizar atividades mais nobres, como o estudo e o trabalho.

A demanda residencial por GLP, que possui uma rede de distribuição consolidada no país, poderá crescer 0,5% a.a. no período decenal, substituindo o uso das biomassas tradicionais nas famílias de baixa renda à medida que as suas condições financeiras evoluem. Entretanto, o uso da lenha para cocção pode voltar a crescer em períodos de dificuldades, quando há avanço da inflação, aumento dos custos dos combustíveis, elevado desemprego e queda na renda real.

Ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural poderá avançar cerca de 4,4% a.a. no intervalo decenal, com a tendência de deslocar parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.

O consumo de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. A fim de aumentar o conforto térmico em dias mais quentes, a propensão dos indivíduos por ambientes climatizados provavelmente levará a um aumento do uso de condicionadores de ar nas residências. Atualmente, é notória a relevância para a climatização de ambientes do uso de ventiladores e circuladores de ar, sobretudo por serem equipamentos baratos e que ocupam pouco espaço, possuem instalação simples, baixa potência elétrica e, portanto, exercem pouco impacto na conta de luz.

Figura 2-10 – Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh)



Fonte: Elaboração EPE.

O avanço da penetração das tecnologias no cotidiano pode estimular a utilização de equipamentos elétricos e eletrônicos nas residências, tais como televisão, computadores, fornos e fogões elétricos, micro-ondas, entre outros, além do uso da eletricidade para carregar a bateria de aparelhos muito utilizados no dia a dia, como os telefones celulares.

A demanda por conservação de alimentos, imprescindível para a sobrevivência das famílias, é um fator perene importante para o uso de geladeiras, cuja posse média no país é de praticamente um equipamento por domicílio (cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL). Cabe ressaltar que, mesmo com um leve aumento do número de geladeiras por domicílio e o consumo total apresentar crescimento, a participação relativa deste equipamento no consumo total de energia elétrica vem diminuindo ao longo da série histórica. Isto se dá pelas medidas de eficiência energética adotadas, melhorando os índices mínimos de performance dos equipamentos e reduzindo assim seu consumo específico.

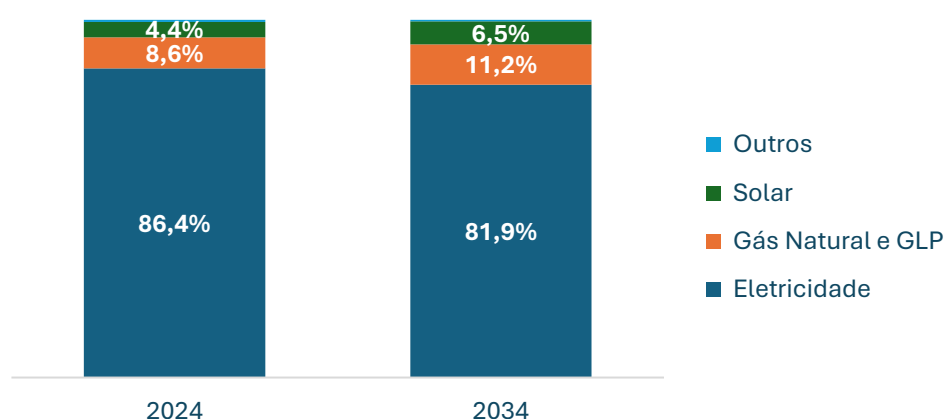
Por outro lado, estima-se que os freezers, equipamentos mais procurados em períodos de grandes pressões inflacionárias para a estocagem de alimentos, vêm diminuindo sua posse nas habitações nacionais ao longo dos anos, alcançando 0,21 unidade por domicílio em 2019 (cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL).

Espera-se que a demanda por eletricidade para iluminação cairá no horizonte de análise, em razão da maior penetração da tecnologia LED (*light-emitting diode*), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil média quando comparada com lâmpadas fluorescentes.

A utilização da energia solar térmica em aplicações relacionadas ao aquecimento de água se mostra presente hoje no país através do seu mercado autônomo e de habitações de interesse social (políticas públicas), deslocando a eletricidade que hoje predomina para este uso final. Estimou-se que o consumo de energia solar para fins térmicos nas habitações nacionais possa evoluir a uma taxa de 6,8% a.a. entre 2024 e 2034 considerando todos os seus usos, que, além dos banhos, inclui o aquecimento de água em piscinas.

Os estímulos para a adoção do aquecimento solar térmico de água nas residências vão desde a redução na conta de energia das famílias, a menor exposição aos aumentos de tarifa, a redução na demanda de ponta do sistema, até o ganho ambiental, pelo fato da energia solar ser limpa e gratuita.

Figura 2-11 – Evolução do percentual de domicílios que possuem água aquecida por fonte (%)



Fonte: Elaboração EPE.

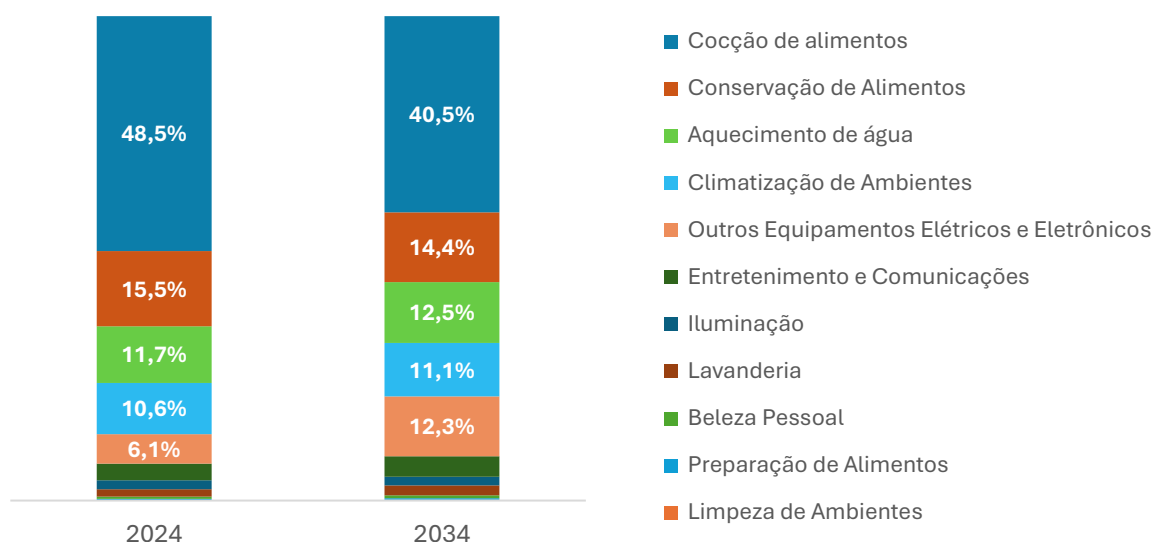
Cabe ressaltar que um cenário mais otimista que o adotado poderá resultar em crescimento maior nas vendas de eletrodomésticos, em especial daqueles que ainda exibem potencial elevado de penetração nas residências, como as máquinas de lavar roupas (posse média de 0,73 unidade/domicílio em 2019, cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL) e os condicionadores de ar (posse média de 0,18 unidade/domicílio em 2019, cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL).

Eventos atípicos, como ondas de calor, podem aumentar permanentemente o consumo residencial de eletricidade, na medida em que os aparelhos adquiridos durante esses eventos passem a ser utilizados regularmente em períodos posteriores com a temperatura mais amena. Além disso, mudanças de comportamento dos indivíduos, decorrentes do processo natural de interações sociais, de rupturas tecnológicas, de eventos inesperados de grandes consequências, ou induzidas por políticas públicas, também podem impactar a demanda futura de energia nas habitações.

Um exemplo que pode ilustrar essas mudanças está relacionado à adoção do trabalho remoto ou híbrido. Esta modalidade de trabalho estimula o consumo residencial nos horários de trabalho

em substituição às atividades que antes eram exercidas fora de casa, como o uso de computadores, impressoras, lâmpadas e aparelhos de climatização, a carga de bateria de telefones celulares e o preparo de refeições caseiras.

Figura 2-12 – Evolução da participação energética dos usos finais no consumo residencial de energia (%)



Fonte: Elaboração EPE.

É importante destacar a tendência da cocção de alimentos perder participação entre os usos residenciais de energia no horizonte em análise, em função da substituição do uso das biomassas tradicionais por eletricidade, GLP e gás natural, que são mais eficientes.

Em outro sentido, com o avanço das inovações tecnológicas e a diminuição dos custos dos dispositivos elétricos e eletrônicos, pode existir uma tendência de crescimento do uso da eletricidade em usos finais que ainda envolvem muito esforço humano, como a limpeza de ambientes, que pode avançar com robôs que ajudem a limpar o chão dos domicílios; a preparação de alimentos, com o aumento do uso das fritadeiras elétricas (air fryer) e grills, por exemplo; ou a lavanderia, com a utilização de lava-louças que podem facilitar o trabalho doméstico diário de limpeza de louças a cada refeição. Sendo assim, atividades rotineiras e repetitivas realizadas nas residências tendem a ser cada vez mais automatizadas de modo a proporcionar conforto, produtividade e ganho de tempo para os seus habitantes.

2.4.2 Comercial e Público

As edificações comerciais e públicas, além dos serviços de iluminação pública, água, esgoto e saneamento, que configuram o setor de serviços, segundo a classificação do Balanço Energético Nacional (EPE, 2024a), compuseram 5% do consumo final energético e 24% do consumo elétrico do país em 2023.

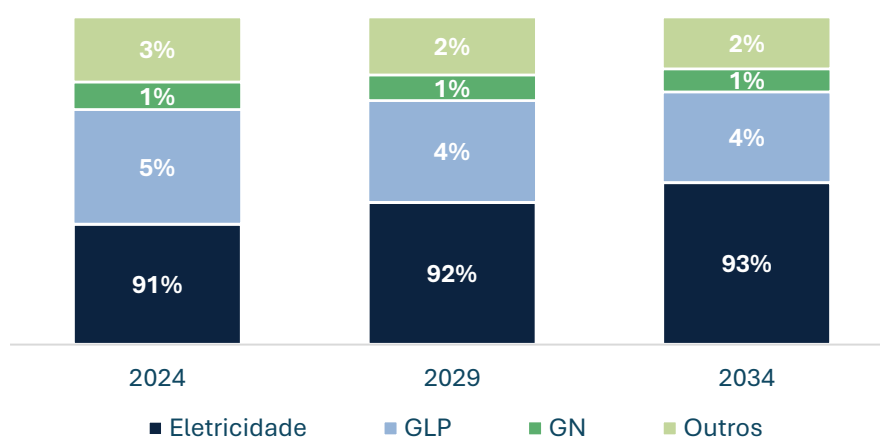
A projeção de crescimento da demanda energética nestes setores como um todo é estimada em uma taxa de crescimento de 4,4% a.a., entre 2024 e 2034. Espera-se ampliação de serviços de

delivery e e-commerce, além do crescimento da oferta de serviços públicos em decorrência da expansão urbana das cidades ao longo do horizonte.

A eletricidade é a fonte preponderante, concentrará mais de 93% da energia total consumida nesse setor, dada a versatilidade do uso desta fonte no atendimento dos diversos serviços energéticos demandados pelo setor. Por um lado, há possibilidade de perda de participação desta fonte no montante de energia demandada pelo setor de serviços, caso haja maior penetração de sistemas de aquecimento solar térmico, assim como maior difusão de tecnologias de geração de calor/frio baseadas em outras fontes de energia, tais como aquecimento de água a gás natural ou ainda sistemas de refrigeração a gás natural. Todavia, outros fatores podem ratificar a eletrificação em curso nestes setores tais como: as mudanças climáticas, que trazem consigo a intensificação do uso de sistemas de climatização de ambientes, e; a digitalização da economia, a qual intensifica a eletricidade demandada em datacenters para fins de armazenamento e processamento de dados.

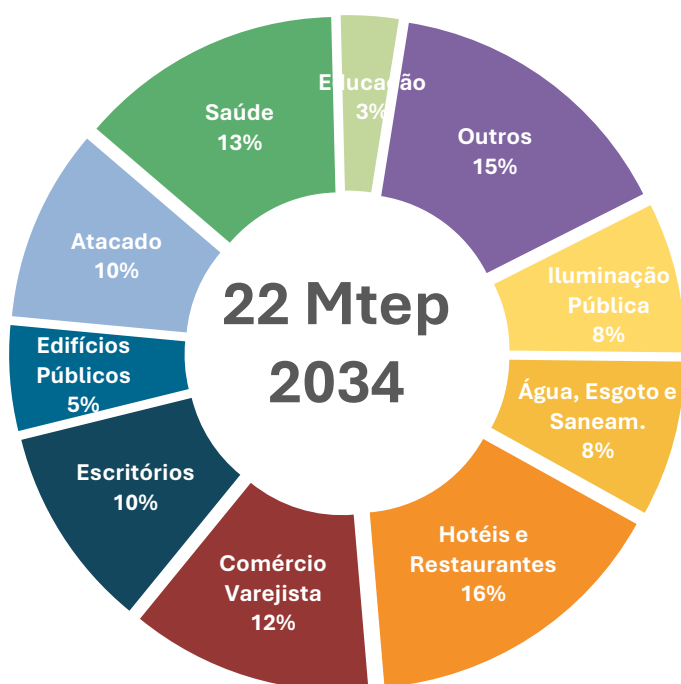
Projeta-se que a energia solicitada pelo setor de serviços em 2034 atinja 22 milhões de tep, sendo a parcela de edificações comerciais e públicas responsável por 85% desta demanda, ou seja, aproximadamente 18 milhões de tep.

Figura 2-13 – Consumo final de energia no setor de serviços



Fonte: Elaboração EPE.

Com a tendência da expansão da malha de distribuição do gás natural, projeta-se um crescimento de 2% a.a. para o setor de serviços, no período decenal. Considera-se que a demanda por gás natural cresça com taxas maiores que as outras fontes de energia térmica, tais como: GLP e lenha, exceto nos estados onde não exista acesso ao GN por parte dos consumidores.

Figura 2-14 – Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2034

Fonte: Elaboração EPE.

A participação dos segmentos de serviços públicos de água, esgoto e saneamento observa-se alterações pouco significativas no consumo do setor ao longo do horizonte, ainda que sob o contexto da ampliação destes serviços pelo novo marco legal do saneamento¹⁴. Cabe ressaltar que tais segmentos, assim como a iluminação pública, detêm os maiores potenciais de eficiência do setor, arrefecendo o crescimento da demanda até 2034.

2.5 Agropecuário

A demanda de energia no setor agropecuário apresenta maior concentração nas regiões do Sul, Sudeste e Centro-oeste (3 regiões somadas 90% do consumo final), respectivamente, mesmo quando a produção agrícola, florestal e pecuária se encontra distribuídas em todo o território nacional. O consumo final apresenta crescimento com taxa média anual de 1,5% o que mantém a participação do setor em torno de 5% no horizonte decenal.

O subsetor agrícola tem destaque em termos de consumo final de energia como o principal demandante, com cerca de 60% da participação em 2024, como consequência da vocação

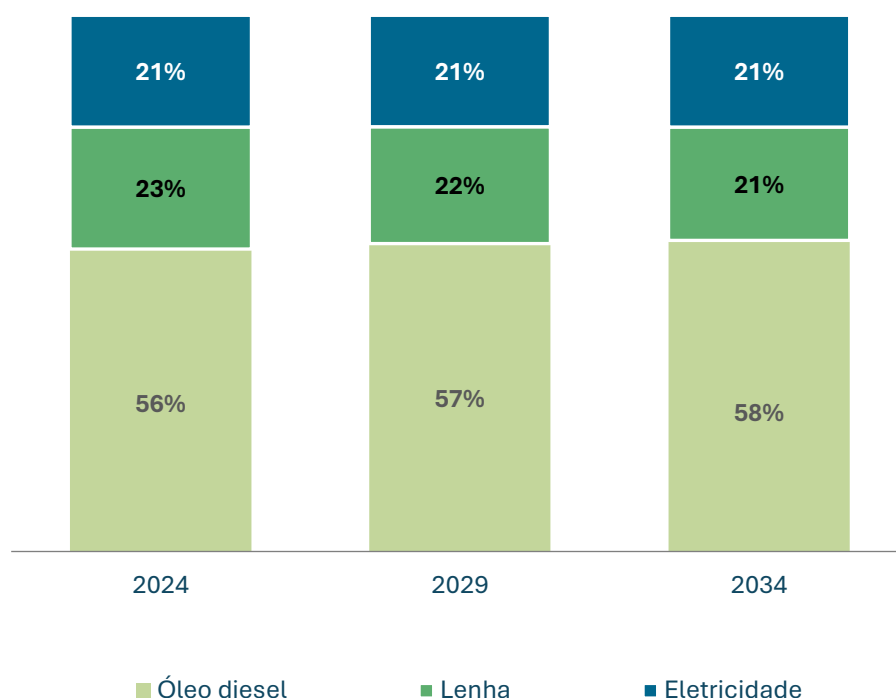
¹⁴ Em 2020, foi sancionada a Lei 14.026, o novo marco legal do saneamento básico. O principal objetivo desta legislação é universalizar e qualificar a prestação dos serviços no setor. A meta do governo federal é alcançar a universalização até 2033, garantindo que 99% da população brasileira tenha acesso à água potável e 90% ao tratamento e coleta de esgoto. Além disso, deverão ser definidas metas quantitativas de não intermitência do abastecimento, da redução de perdas e melhoria dos processos de tratamento.

brasileira. O país possui uma grande diversidade de cultivos que se apresentam no horizonte decenal.

Já a atividade pecuarista no país ocupa vasta área do território nacional e consome pouca energia, em geral. A prática de pecuária extensiva com taxas médias de ocupação baixas, isto é, pouco mais de um animal por hectare, e envolvendo pouca tecnologia garantem uma baixa participação (menor que 15%) deste subsetor no consumo final agropecuário.

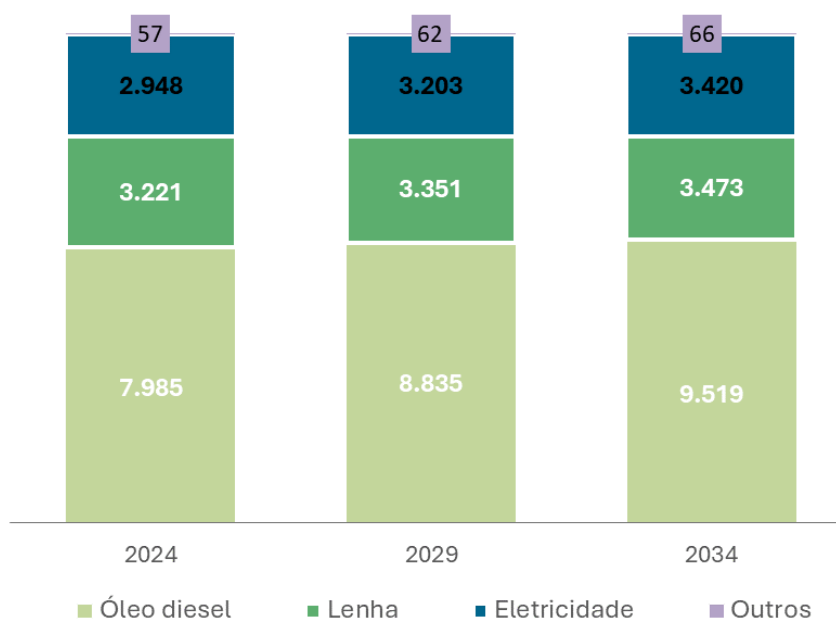
O consumo final do setor agropecuário mantém três fontes energéticas de destaque ao longo do horizonte decenal: óleo diesel, lenha e eletricidade.

Figura 2-15 – Consumo final agropecuário pelas principais fontes



Fonte: Elaboração EPE.

Alinhado com as perspectivas do setor agropecuário, sendo este um setor que sempre figura como um importante vetor do crescimento econômico do Brasil, direta ou indiretamente, espera-se aumento no consumo final energético agropecuário no horizonte decenal.

Figura 2-16 – Consumo final do setor agropecuário por fonte (mil tep)¹⁵

Fonte: Elaboração EPE.

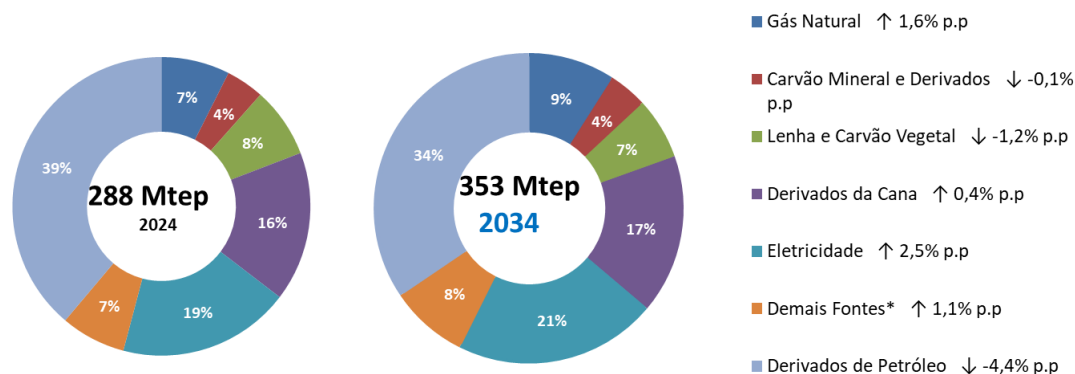
2.6 Consolidação por Fonte

No período decenal, espera-se manutenção da tendência de crescimento da importância da eletricidade no país, fonte que apresenta crescimento médio anual de 3,4%. Também há ganho de importância do gás natural, que cresce à taxa de 4,4% anuais, com importância crescente tanto na indústria quanto no setor energético.

Os derivados de petróleo devem se manter como responsáveis pela maior parcela do consumo final de energia, ainda que o incremento esperado seja de 1,5% anuais, abaixo da média global. Isso ocorre, em grande medida, porque parte de seu mercado potencial é abatida por etanol hidratado e biodiesel, especialmente no setor de transportes.

A lenha e o carvão vegetal também perdem importância no decênio, em benefício de outras fontes mais nobres, com melhores rendimentos.

¹⁵ Outros considera óleo combustível. GLP, carvão vegetal e álcool etílico.

Figura 2-17 – Consumo final de energia por fonte¹⁶

Fonte: Elaboração EPE.

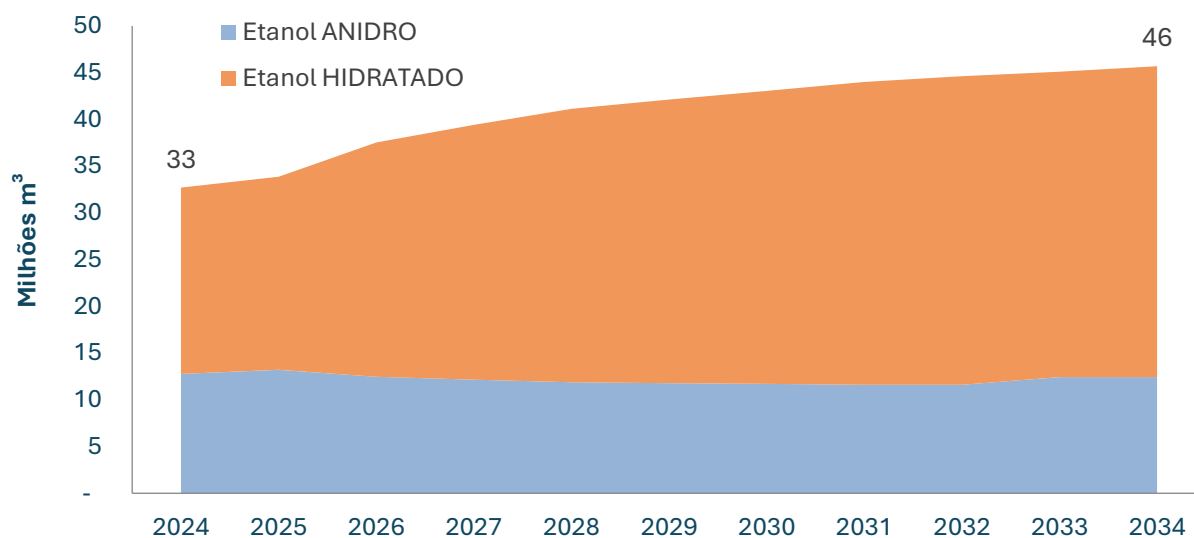
2.7 Biocombustíveis

No que tange aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no decênio são biodiesel (4,0% a.a.), outras renováveis (3,5% a.a.) e álcool etílico (3,3% a.a.). Em sequência, se destacam a lixo e o carvão vegetal, sendo a primeira produzida e largamente utilizada para autoprodução de eletricidade na indústria de celulose, em termos de taxas de crescimento médio anuais, respectivamente, 2,8% e 2,5% ao longo do horizonte do estudo.

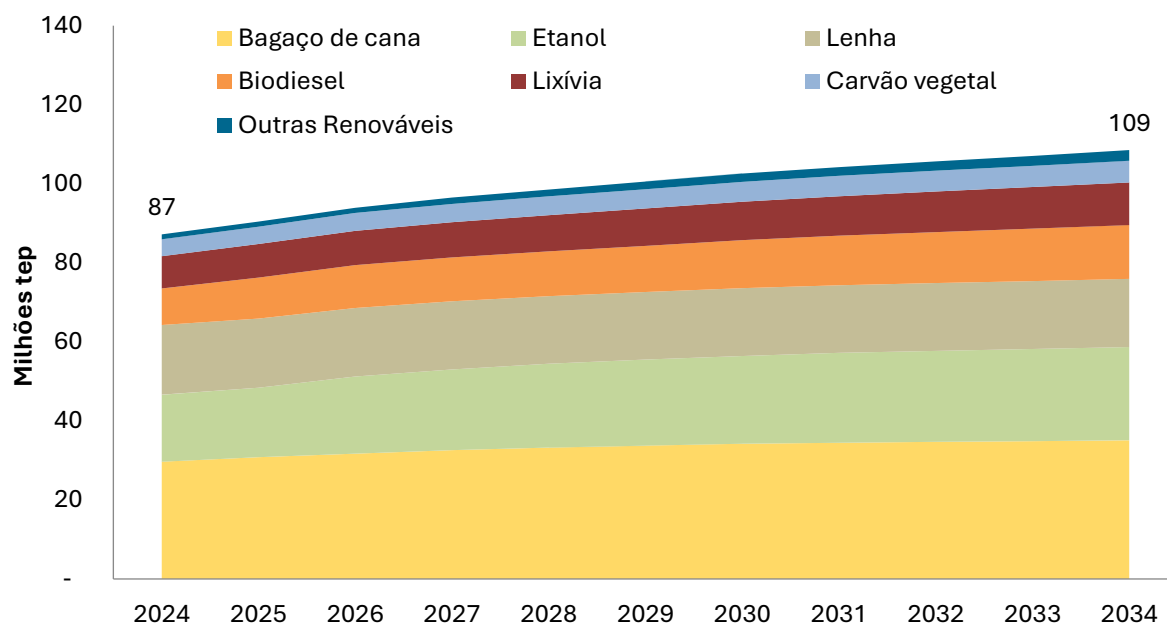
Espera-se que ocorra uma redução do consumo final de lenha (-0,2% ao ano), ligada à substituição por outras fontes mais modernas com melhor rendimento energético e menos prejudiciais à saúde, com destaque para GLP e gás natural com uso final na cocção. Já o aumento da participação do biodiesel é catalisado pelo incremento do percentual obrigatório adicionado ao óleo diesel comercializado.

O etanol cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva e sua participação entre os biocombustíveis salta de 19,0%, em 2024, para 22,0%, em 2034. Entre 2024 e 2034, o aumento advém do etanol hidratado (5,3% a.a.) a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol anidro tem redução da demanda com taxa de -0,3% anuais, atrelada a queda no consumo de gasolina C.

¹⁶ Inclui biodiesel, lixo, outras renováveis e outras não renováveis.

Figura 2-18 – Consumo final de etanol por tipo

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2-19 – Consumo final de biocombustíveis por fonte

Fonte: Elaboração EPE.

2.8 Derivados de Petróleo

No período decenal, os derivados de petróleo ainda manterão a importância, apesar do decréscimo em sua participação na matriz de consumo final (de 39% em 2024 para 34% em 2034). E ainda como a principal fonte de energia final, os derivados de petróleo crescem à taxa de 0,9% ao ano.

O óleo diesel mineral permanece como a principal fonte utilizada no modo rodoviário até o final do horizonte principalmente para o transporte de cargas. Muito embora o aumento da participação do biodiesel permita reduzir a demanda potencial do óleo diesel comercializado, esta parcela ganha importância entre os derivados de petróleo, com um crescimento médio anual de 1,9%.

O setor industrial reduz a participação do óleo combustível devido a substituição por fontes com melhor rendimento energético e às questões ambientais. No transporte hidroviário, o óleo combustível apresenta substitutos promissores em termos de emissões no fim do decênio (como o hidrogênio, o metanol e a amônia).

No período de 2024 a 2034, não foram mapeados novos empreendimentos base nafta petroquímica. No curto prazo, existe apenas retomada do nível de utilização da capacidade instalada do parque petroquímico nacional. Deste modo, a nafta apresenta uma mudança mínima de participação como matéria prima.

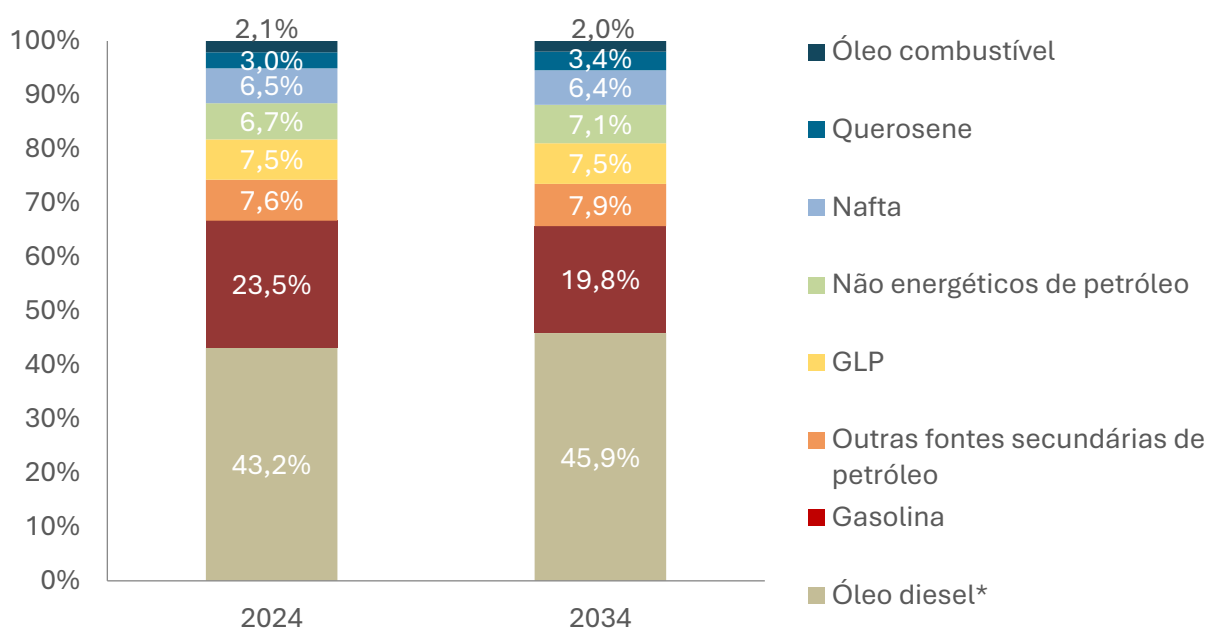
Parte do espaço da gasolina na demanda de veículos leves é tomada pelo etanol hidratado, e portanto, a primeira apresenta redução de 1,0% ao ano e queda de sua importância entre os derivados de petróleo no horizonte decenal.

Há estabilidade na participação do GLP dentre os derivados de petróleo, ainda que substitua parte da lenha utilizada no setor residencial.

Quase totalidade da demanda de querosene é destinada à aviação e atribuído ao setor de transportes. Tal combustível mostra um incremento médio anual da demanda de 4,3% ao ano ao longo do período analisado.

Dentre as outras fontes secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque de petróleo e outros energéticos de petróleo), o coque de petróleo como principal fonte de energia no setor de cimento para a produção do clínquer se destaca, dado a retomada econômica da indústria cimenteira.

Os produtos não energéticos de petróleo (asfaltos, solventes, lubrificantes e outros não energéticos de petróleo) apresentam poucas mudanças no cenário adotado. Os asfaltos ganham importância relativa com um crescimento médio de 2,3% ao ano.

Figura 2-20 – Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte¹⁷

Fonte: Elaboração EPE.

2.9 Eletricidade

Espera-se que o consumo de eletricidade tenha crescimento médio anual de 3,4% entre 2024 e 2034.¹⁸ O uso de eletricidade esperado para o horizonte analisado cresce a taxas acima do crescimento econômico do país, denotando uma elasticidade-renda do consumo de 1,20. A diferença no ritmo de crescimento entre consumo e economia, no entanto, ocorrerá em maior grau no primeiro quinquênio.

A produção de energia no próprio local de consumo, que representa cerca de 12% do consumo total, deve crescer 2,4% ao ano, sem incluir a mini e micro geração distribuída. Entre os grandes consumidores industriais, o crescimento da autoprodução deve ser de 3,8% ao ano.

Com a participação cada vez maior da micro e mini geração distribuída no suprimento de energia ao mercado cativo da distribuição, houve uma nova abordagem do consumo em relação aos planos anteriores. A projeção do consumo passa a ter como base a energia consumida pela rede acrescida de uma estimativa de energia oriunda desta fonte que é consumida no próprio local instantaneamente à geração. Assim o consumo projetado passa a englobar integralmente o suprimento por micro e mini geração distribuída.

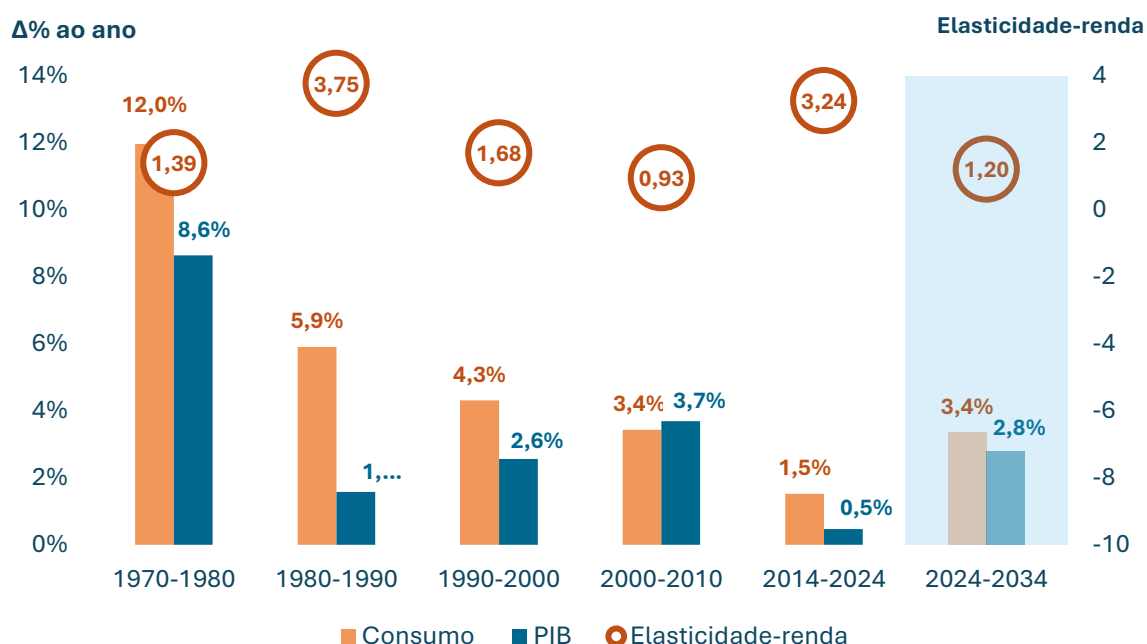
¹⁷ Não inclui o biodiesel.

¹⁸ A metodologia da projeção de demanda de eletricidade pode ser examinada em Nota Técnica (EPE, 2019).

Observando-se setorialmente a projeção de consumo de eletricidade, em comércio e serviços deve ocorrer crescimento maior do que na indústria e nas residências, de acordo com o cenário econômico vislumbrado.

Ao longo do horizonte projetado espera-se que o crescimento no consumo comercial se realize à taxa média de 4,4% ao ano. O ritmo deve ser mais moderado nos primeiros anos, intensificando-se no decorrer do horizonte à medida que se percebe melhora no ambiente de negócios, e consequente realização de investimentos.

Figura 2-21 – Elasticidade-renda do consumo total de eletricidade: Histórico x Projeção



Nota: (1) Consumo Total inclui consumo na rede, autosuprimento instantâneo por MMGD, APE não-injetada na rede e consumo interno de usinas.

Fonte: Elaboração EPE.

O consumo residencial cresce a partir do aumento do número de consumidores residenciais (1,1% a.a.), que alcança o total de 91 milhões em 2034, e ainda pelo incremento do consumo médio residencial (1,8% anuais), atingindo 202 kWh/mês ao final de 2034.

A evolução do consumo do setor industrial destaca-se no primeiro quinquênio, pautado, sobretudo, na retomada de utilização da capacidade instalada. Um novo ciclo de commodities deve favorecer setores como pelotização, metalurgia do alumínio e papel e celulose. Já para o segundo período, espera-se maior protagonismo da indústria de transformação.

Como reflexo da distribuição setorial econômica do país, mesmo com atenuações devido à eficiência, haverá uma elevação da intensidade elétrica da economia brasileira nos próximos 10 anos, muito em função do desempenho da indústria eletrointensiva no primeiro quinquênio.

Tabela 2-2 - Principais indicadores do consumo de eletricidade

Indicadores	2024	2029	2034	2024-2029	2029-2034	2024-2034
				Crescimento médio (% a.a.)		
População (milhões de habitantes)	218	224	229	0,5%	0,5%	0,5%
Consumo Total (TWh)	626	746	870	3,6%	3,1%	3,4%
Autoprodução não injetada¹ (TWh)	73	90	92	4,3%	0,4%	2,4%
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.867	3.326	3.805	3,1%	2,6%	2,8%
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	172	188	206	1,8%	1,9%	1,8%
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/dez)	81,5	86,9	91,2	1,3%	1,0%	1,1%
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,1%	18,9%	17,9%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10³R\$ [2010])	0,149	0,156	0,157	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,38	1,04	1,20

Notas:

(1) Consumo Total inclui consumo na rede, autosuprimento instantâneo por MMGD, APE não-injetada na rede e consumo interno de usinas.

(2) Consumo por Consumidor Residencial inclui autosuprimento instantâneo por MMGD.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção da carga de energia para o período avaliado, por subsistema interligado do SIN, resulta da projeção do consumo e da premissa formulada sobre a evolução do índice de perdas.

A trajetória de perdas é coerente com o cenário econômico adotado. No primeiro quinquênio, há uma gradual retomada do crescimento econômico, havendo maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, corroborando para pouca redução neste indicador. Já na segunda metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam a uma maior redução das perdas, com a expectativa que ao fim do decênio alcance o percentual de 17,9% da carga de energia no SIN.

A carga de energia no SIN crescerá em média 3,3% ao ano até 2034. No subsistema Norte, o aumento na carga será maior do que nos demais subsistemas, sobretudo nos primeiros cinco anos do horizonte, em função do consumo industrial e da interligação de Boavista ao subsistema. Enquanto o subsistema Sudeste/CO, subsistema com maior consumo, perde participação na carga do SIN, ao realizar taxa de crescimento mais baixa.

É importante destacar que a perspectiva de crescimento da carga ao longo do horizonte pode ser impactada por incertezas tais como: o aumento da eletricidade demandada para processamento e armazenamento de dados em datacenters, entrada de plantas de produção de hidrogênio e intensificação no uso de equipamentos de climatização ambiental frente a um cenário de mudanças climáticas.

A adaptação aos aumentos na temperatura média e ampliação da variabilidade intra anual traduz-se na intensificação do uso elétrico em equipamentos de refrigeração e climatização ambiental. Por outro lado, eventos climáticos extremos, como ondas de calor prolongadas, podem sobrecarregar infraestruturas elétricas e causar interrupções no fornecimento, afetando tanto a estabilidade quanto a disponibilidade da rede elétrica em níveis locais.

Box 2.1

Demanda de Eletricidade em Datacenters

Datacenters são instalações essenciais para o funcionamento da moderna infraestrutura digital. Eles abrigam servidores, sistemas de armazenamento e equipamentos de rede que suportam a operação de websites, serviços em nuvem, aplicativos e uma vasta gama de outras funcionalidades digitais. Em essência, são o coração da economia digital, possibilitando a troca, armazenamento e processamento de dados em escala global.

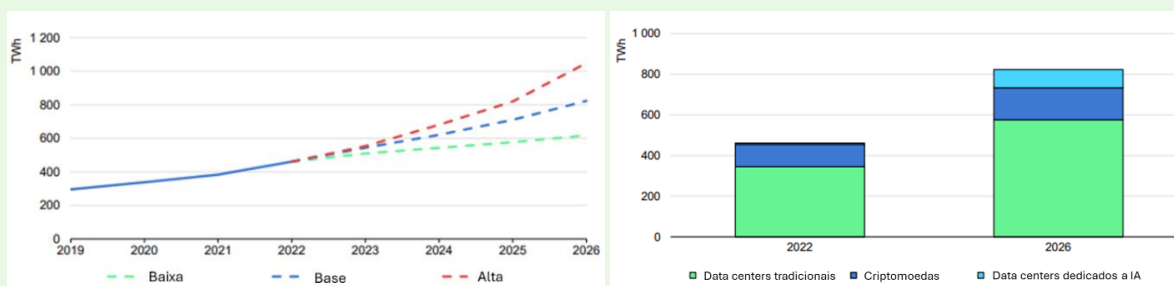
Nos últimos anos, o mercado mundial de datacenters tem experimentado um crescimento exponencial. Este crescimento é impulsionado pela crescente demanda por serviços de internet, computação em nuvem e ascensão de tecnologias emergentes como a inteligência artificial (IA) e o Big Data. Mundialmente, estruturas de datacenters tendem a continuar a crescer, refletindo a crescente importância da tecnologia na vida cotidiana.

Um aspecto crucial dos datacenters é a densidade energética, que se refere à quantidade de energia consumida por unidade de espaço ou por servidor. Com o aumento da capacidade computacional, a demanda por energia também cresce. Este aumento é particularmente visível na carga de refrigeração, necessária para manter os equipamentos em temperaturas operacionais seguras. O aquecimento gerado pelos servidores exige sistemas avançados de refrigeração, o que contribui para o aumento do consumo energético e dos custos operacionais.

Além disso, a integração da inteligência artificial (IA) nos datacenters tem ampliado ainda mais a demanda por energia. Dados da IEA afirmam que enquanto uma busca no Google consome 0,3 watt-hora de eletricidade, uma solicitação ao ChatGPT consome 2,9 watt-horas (cerca de 10 vezes mais energia). Algoritmos complexos e processos de treinamento de modelos de IA exigem um grande poder de processamento consomem energia, o que, por sua vez, demanda mais energia e resfriamento.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a demanda global de eletricidade consumida em datacenters pode alcançar de 600 a 1000 TWh até 2026, ilustrando a forte expansão dos datacenters dedicados às aplicações de inteligência artificial.

Figura 2-22 – Perspectivas para a demanda global de eletricidade relativa a data centers, IA e criptomoedas (2026)



Fonte: Tradução EPE de IEA (2024).

Box 2.1**Demanda de Eletricidade em Datacenters**

Na escolha da localização de um datacenter, a latência é um fator crítico, pois impacta diretamente na velocidade de resposta das aplicações. A proximidade com o mercado e com cabos submarinos é essencial para garantir conectividade eficiente e baixa latência. Além disso, a estabilidade geológica é fundamental para proteger o datacenter contra desastres naturais, assegurando a integridade e a continuidade das operações. Nesse sentido, o Brasil se destaca como um local promissor para a instalação de datacenters sendo um dos temas que a EPE tem acompanhado.

Referências:

IEA (2024). Electricity 2024: analysis and forecast to 2026. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b2fd954-2017-408e-bf08-952fdd62118a/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>

Similarmente aos datacenters, há incertezas associadas à entrada de plantas de produção de hidrogênio no Brasil ao longo do horizonte. Tais plantas, sobretudo com tecnologia baseada na eletrólise da água, consomem energia elétrica de forma intensiva, o que pode resultar na expansão significativa da carga caso sejam implantadas. Neste PDE 2034, de forma inédita, foi desenvolvido o capítulo de Transição Energética que contempla uma trajetória de demanda elétrica considerando a expansão da produção de hidrogênio com essas características no Brasil.

Tabela 2-3 - SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2024	7.539	12.715	43.604	13.384	77.242
2029	9.093	15.593	50.821	15.816	91.323
2034	10.533	18.606	59.150	18.763	107.053
Período	Variação (% a.a.)				
2024-2029	3,8%	4,2%	3,1%	3,4%	3,4%
2029-2034	3,0%	3,6%	3,1%	3,5%	3,2%
2024-2034	3,4%	3,9%	3,1%	3,4%	3,3%

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (1) Considera a interligação de Boavista a partir de 2026 ao subsistema Norte.

Box 2.2

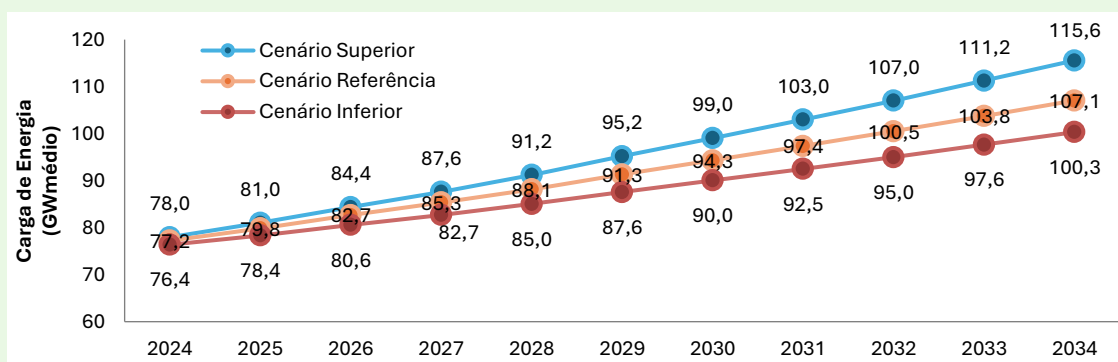
Impactos de cenários alternativos na carga de energia

Foram elaborados três cenários para a projeção da carga de energia até 2034. O uso de eletricidade neste horizonte, apresentado nesta seção, expressa a expectativa de evolução mais provável das variáveis econômicas de interesse para a projeção da demanda elétrica e, assim, se constitui no cenário de referência. Os cenários alternativos, inferior e superior, exploram graus distintos para a trajetória dessas variáveis.

No cenário inferior supõe-se, no ambiente doméstico, maior nível de desemprego e menor renda, além de dificuldades na aprovação de reformas, embora com peso menor, ainda há riscos associados a elevada incerteza, afetando a confiança dos agentes e o ritmo de crescimento econômico. Nesse quadro há um baixo dinamismo em todas as classes de consumo, sobretudo indústrias e residências. Em contrapartida, o índice de “perdas e diferenças” decai lentamente até o final do horizonte demonstrando, dentre outras questões, a dificuldade no combate às perdas comerciais. A carga de energia no cenário inferior cresce à taxa média de 2,8% ao ano.

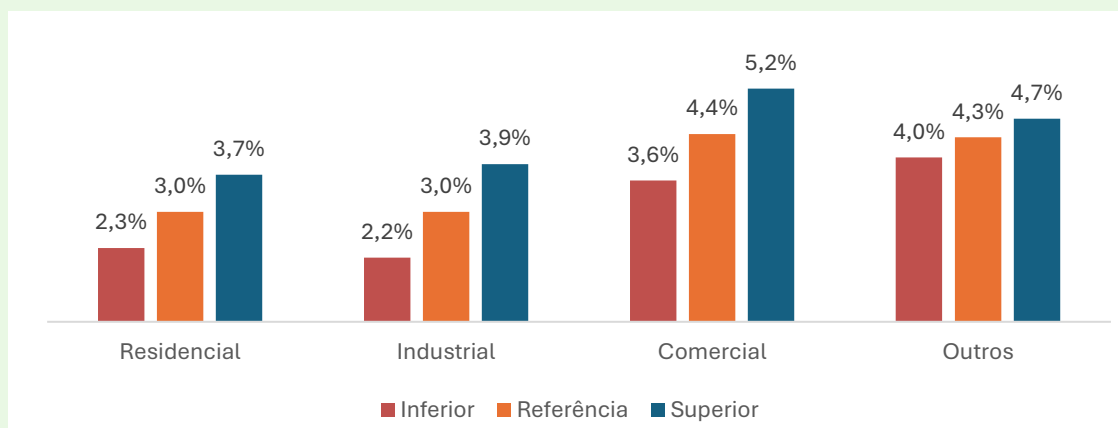
Já no cenário superior, considera-se maior dinamismo da demanda interna e aumento do nível de investimento com avanços em infraestrutura dada a realização de importantes reformas e recuperação mais vigorosa da confiança dos agentes já no curto prazo. A economia fortalecida impulsiona o consumo em todas as classes e a carga de energia tem crescimento médio anual de 4,0%.

Figura 2-23 – PDE 2034. Carga de Energia: Cenário de Referência x Cenários Alternativos



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2-24 – Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe: Cenário de Referência x Cenários Alternativos (% a.a.)



Fonte: Elaboração EPE.

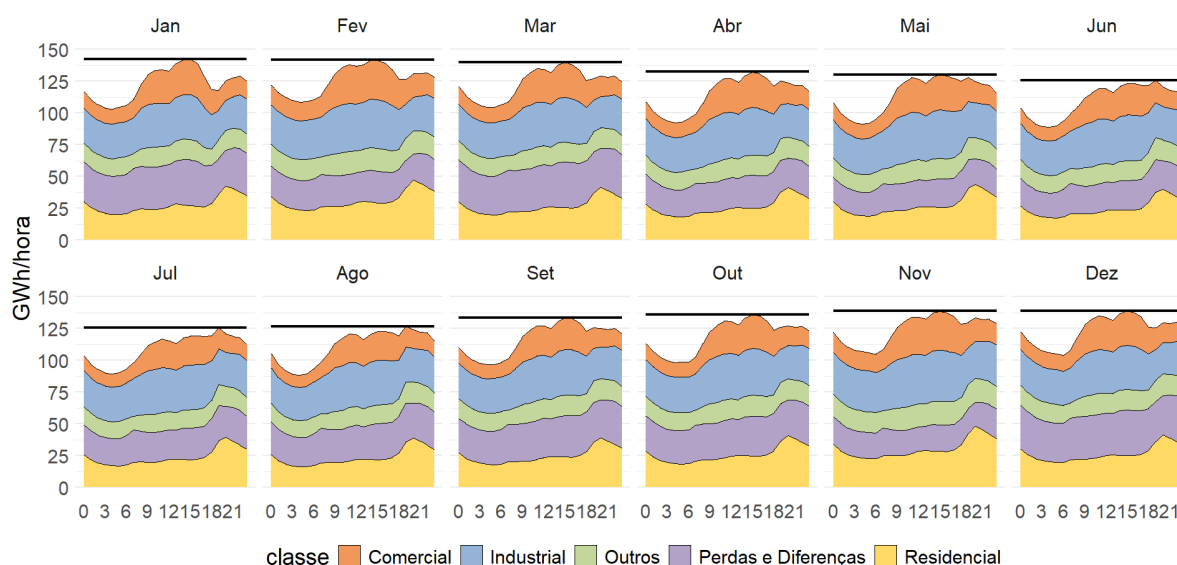
Garantir que o sistema possua capacidade de atender às oscilações bruscas da carga é um dos diversos requisitos a serem considerados no âmbito do planejamento da expansão do SIN. A

necessidade por tal requisito, dito flexibilidade, pode ser atenuada ou acentuada devido a fatores econômicos, climáticos e/ou comportamentais.

Desta forma, o desafio do PDE em indicar um portfólio de geração como referência, em observância ao comportamento da carga ao longo do horizonte, traz consigo a necessidade de detalhamento do uso da energia em bases cada vez mais granulares. A EPE vem desenvolvendo estudos e metodologias para avanço destas questões, focando nos elos entre economia, energia e potência, a decomposição da carga horária por classe de consumo faz parte desse objetivo.

Ao discriminar a carga horária por classe de consumo, conforme ilustrado na Figura 2-25, em que, de forma concatenada, para os meses do ano de 2034, são apresentadas as demandas integradas (GWh/h) no dia em que ocorre a máxima, pode-se analisar a influência das condicionantes econômico-energéticas em mais aspectos. Nota-se, por exemplo, que a intensificação da climatização/refrigeração nos meses de verão ocasiona a máxima no período da tarde, assim como, na primavera, provoca uma demanda muito alta um pouco antes da ocorrência da máxima à noite. A maior contribuição para a demanda máxima no período noturno vem do uso residencial de eletricidade. Em 2034, espera-se que a demanda máxima do SIN ocorra no período vespertino durante o mês de janeiro.¹⁹

Figura 2-25 – PDE 2034. Cenário Referência. Curvas de Carga Horária nos dias de ponta por mês em 2034 (GWh/h)



Fonte: Elaboração EPE.

¹⁹ Em EPE (2020), é possível observar-se Nota Técnica com a descrição da metodologia para a projeção da curva de carga horária adotada pela EPE.

Pontos Principais do Capítulo

- O **consumo final de energia cresce** à taxa média de **2,1% ao ano** entre 2024 e 2034. A **intensidade energética reduz** no período tanto através de ganhos de eficiência energética como de mudança na participação dos setores energointensivos no consumo de energia no segundo quinquênio.
- Juntos, a **indústria** e o setor de **transportes**, compõe mais de **60% do consumo final de energia**, sendo que os transportes apresentam a posição mais representativa com mais de 33% de participação no consumo já em 2024.
- No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose, química, mineração e outras indústrias que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de alimentos e bebidas, têxtil, cimento, cerâmica, ferro-gusa e aço, não ferrosos e ferroligas. **A eletricidade e o gás natural ganham espaço na indústria brasileira**. Por outro lado, perdem participação as seguintes fontes: derivados de cana, derivados de petróleo, carvão mineral e derivados, lenha e carvão vegetal, em benefício de outras fontes com melhores rendimentos energéticos.
- O setor comercial ganha maior relevância no consumo final de energia, influenciado pelo significativo crescimento do setor de serviços com uma taxa média anual de 6% entre 2024 e 2034. A participação da eletricidade no setor comercial sobe de 90% para 93%.
- Dentre os setores, também se destacam o setor público e o setor energético com taxas de crescimentos de 3,0% a.a. e 2,7% a.a., respectivamente. Nos setores comercial e público, a eletricidade ganha participação com a penetração da tecnologia led na iluminação e da automação e transformação digital das empresas. O setor energético destaca-se com os incrementos na curva de produção de petróleo e gás natural.
- Na demanda total de energia do **setor de transportes**, o **crescimento da demanda de eletricidade** se destaca e, apesar desse crescimento, sua participação ainda é considerada insignificante em 2034 (não alcança nem 1%).

Pontos Principais do Capítulo

- No período analisado, a **participação da gasolina C** cai de 34% para 26% devido a substituição por **etanol hidratado** que **amplia** sua participação de 10% para 15%. Estima-se a **retomada da demanda por combustíveis relacionados ao setor aeroviário** após situação drástica devido à crise do Covid-19. O querosene de aviação cresce a uma taxa média de 4,3% ao ano e a gasolina de aviação cresce acima dos 6% anuais no intervalo de 2024-2034.
- Apesar dos avanços graduais dos modos ferroviários e aquaviários no decênio avaliado, o transporte rodoviário de passageiros (leves e coletivo) e de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor transportes. **Uma mudança significativa na matriz de transporte de cargas brasileira requer investimentos em infraestrutura adicionais aos que atualmente estão sendo planejados.**
- Observa-se expansão da capacidade instalada de alguns setores energointensivos e redução da ociosidade em outros setores industriais no horizonte decenal. O **consumo final das indústrias**, tais como: têxtil, cerâmica, não ferrosos e alimentos e bebidas **crescem a taxas médias inferiores a 2% a.a.** Considera-se que a evolução prevista nos setores de saneamento e de infraestrutura tenha impactos na demanda de energia do setor químico nacional (taxa de crescimento médio anual de 2,4%) com destaque aos segmentos: soda cloro e petroquímico, vislumbrando o atendimento a demanda por PVC.
- Nas residências brasileiras, a **eletricidade** segue como a principal fonte de energia em 2024 e amplia sua importância de **48% para 56% do consumo energético residencial** no horizonte decenal. Tal crescimento se deve principalmente pela ampliação da posse e do uso de equipamentos vinculados à climatização de ambientes e à conservação de alimentos.
- A **substituição do uso das biomassas tradicionais na cocção de alimentos por energéticos mais modernos** em residências brasileiras, como o GLP e o gás natural, ocorre principalmente em classes mais desfavorecidas.

Pontos Principais do Capítulo

- O óleo diesel mineral apresenta uma taxa de média de 1,9% ao ano e se mantém como a principal fonte utilizada para o transporte de cargas no país. **Parte do mercado potencial dos derivados de petróleo é abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes, e crescem a taxas médias de 3,3% a.a. e 4,0% a.a.**, respectivamente. Espera-se maior participação do gás natural, do etanol, da lixo da eletricidade em detrimento das demais fontes de energia.
- Espera-se que com a evolução da autoprodução clássica e da MMGD, e com o incremento do consumo demandado pela rede ao longo do horizonte, o consumo total de eletricidade cresça mais que a economia brasileira.
- Contribuem para o crescimento do consumo residencial de eletricidade demandado pela rede, o aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 91 milhões, bem como o incremento do consumo médio residencial, atingindo 206 kWh/mês ao final de 2034.
- O **consumo de energia do setor comercial** representa 4% do país em 2023 (EPE, 2024a). Projeta-se um **crescimento de 4% ao ano**, mais do que a média das outras classes de consumo, ganha participação ao longo do horizonte na distribuição do consumo total de eletricidade na rede.
- No primeiro quinquênio, o consumo de eletricidade na rede do setor industrial é impulsionado devido principalmente aos setores eletrointensivos, nos cinco anos finais do horizonte, os demais setores da indústria passam a crescer com mais vigor.

3 Geração Centralizada de Energia Elétrica

O Brasil possui uma matriz elétrica com alto grau de renovabilidade e baixas emissões de gases causadores do efeito estufa, sendo uma das referências mundiais em produção de eletricidade limpa. Ainda assim, no contexto da transição energética, existem importantes desafios também para a expansão do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN). É nesse âmbito que o capítulo de geração centralizada de energia elétrica do PDE 2034 se apresenta como um importante instrumento indicativo para guiar ações e antecipar discussões necessárias para os próximos dez anos. Os desafios para o setor elétrico brasileiro (SEB) podem ser colocados em três eixos principais: (i) manter a renovabilidade do parque gerador, (ii) garantir a segurança de suprimento e; (iii) reduzir os custos para o consumidor final.

Seguindo as diretrizes do MME, os estudos e análises que compõem este capítulo foram elaborados no intuito de avaliar como o sistema planejado se comportará no futuro, além de orientar discussões que abordem os eixos listados. O capítulo se inicia com uma breve descrição metodológica, onde evidencia-se o esforço constante para que os estudos de planejamento da expansão estejam o mais aderente possível à realidade operativa. Essa ação é fundamental tanto para que o planejamento possa incorporar os aprendizados e desafios vividos no curto prazo, como para que novas soluções e outras formas de enxergar o sistema no futuro possam ser discutidas.

Considerando o rápido desenvolvimento tecnológico que temos vivenciado, o PDE 2034 incorpora diversas opções na cesta de projetos candidatos à expansão, que vão desde fontes já consolidadas no SIN, como as hidrelétricas e termelétricas, até opções como as tecnologias de armazenamento e eólicas offshore.

O cálculo dos requisitos tem se tornado uma das principais contribuições do PDE para a preparação do sistema elétrico às necessidades futuras. À medida em que são identificadas, e cada vez mais bem caracterizadas, as necessidades do sistema, permite-se soluções de menor custo para o consumidor e ampliação da concorrência. No PDE 2034, pela primeira vez, serão avaliados os requisitos para diferentes projeções de demanda, informando à sociedade não apenas os valores esperados, mas também limites superiores e inferiores, auxiliando a tomada de decisões pelo MME. Este PDE também irá explorar como a expansão de referência impacta na flexibilidade operativa do SIN. Ao identificar como esse comportamento evolui no tempo, é possível entender quando o sistema deverá buscar soluções específicas para prover esse serviço.

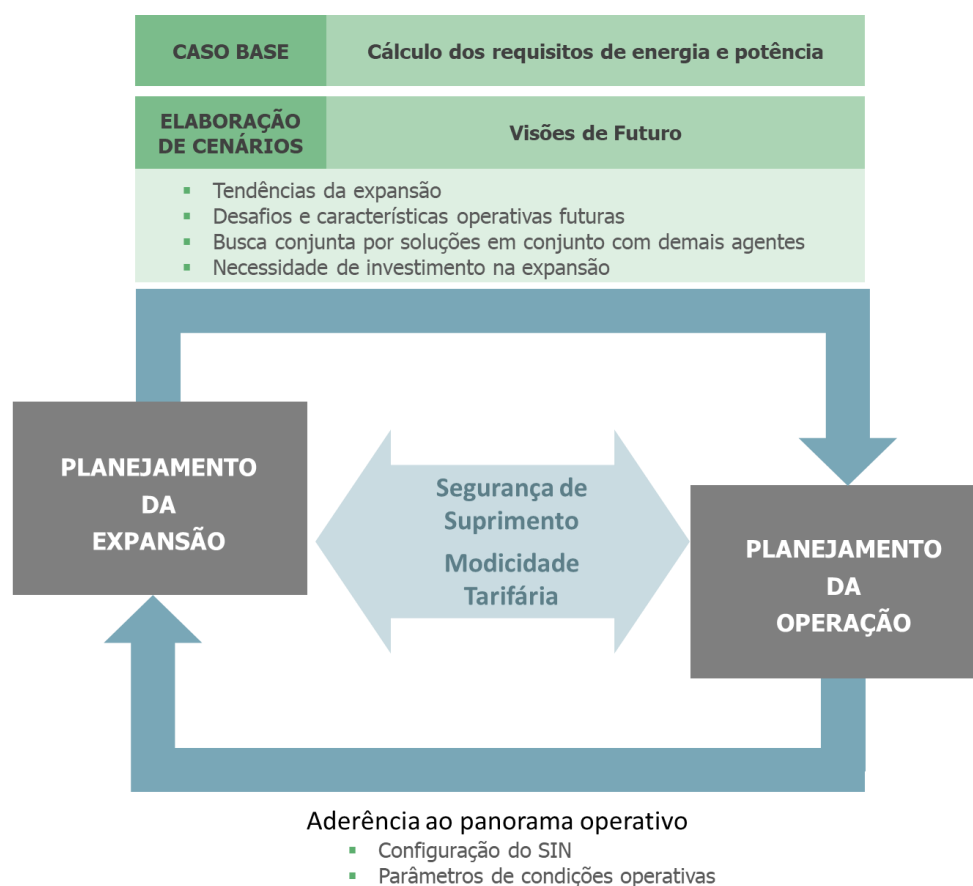
Para o cenário de expansão de referência serão apresentadas diferentes análises sobre o sistema no futuro, como a respeito da operação das usinas hidrelétricas, da possível necessidade de decisões com caráter locacional, e da segurança do suprimento. Sobre a segurança de suprimento, será apresentado o comportamento esperado do sistema caso situações de hidrologia crítica, como aquelas vivenciadas no passado recente, se repitam. Além de avaliar a resiliência do parque gerador a eventos extremos, dessa forma o PDE inicia discussões sobre

como identificar e tomar medidas de adaptação a tempo de mitigar os riscos, contribuindo para o aumento da previsibilidade.

3.1 Metodologia

A atividade de planejamento da expansão deve ser vista como uma tarefa multidimensional, tendo como um dos pontos mais importantes a sua conexão com a operação do sistema. Cabe ao planejamento de médio e longo prazo ter o olhar para o futuro, para que em conjunto com o operador e demais agentes, sejam elaboradas ações que permitam que o sistema seja operado com segurança e baixo custo. Na Figura 1-1, pode-se perceber o caráter cíclico dos estudos de planejamento da expansão, que acompanham o que ocorre na operação do sistema, incorporando e sinalizando possíveis desafios, em um sistema cada vez mais complexo.

Figura 3-1 – Processo de planejamento decenal



Fonte: Elaboração EPE.

Um exemplo recente desta interface entre planejamento da expansão e operação foi a atualização das restrições operativas das usinas hidrelétricas nos modelos utilizados nas atividades de expansão. As restrições operativas hidráulicas limitam a operação das hidrelétricas e devem ser respeitadas para evitar danos em infraestruturas, meio ambiente e impactos em

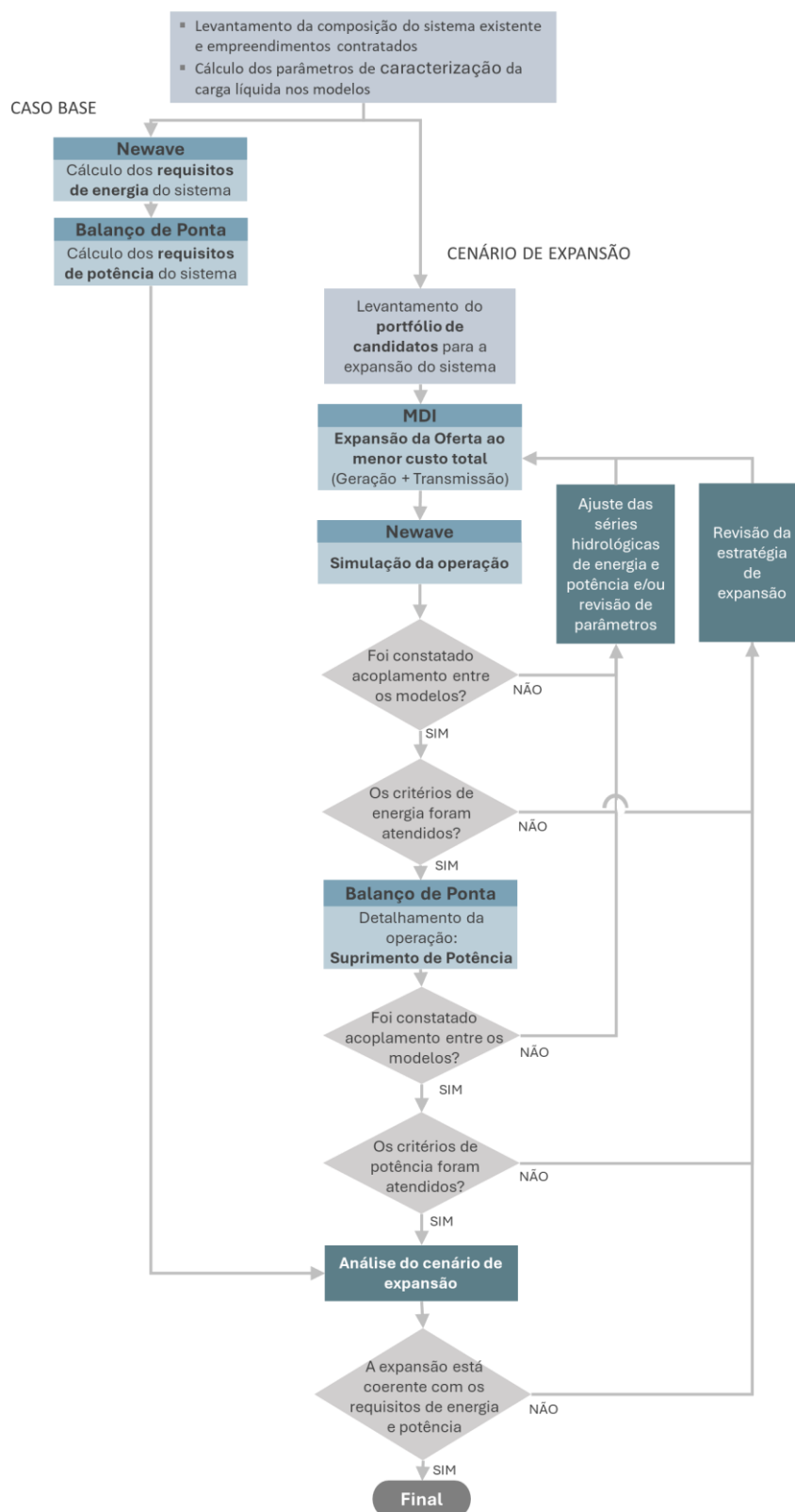
outras atividades socioeconômicas no entorno das usinas. As particularidades de cada UHE e dos usos múltiplos da água reflete em uma variedade de tipos e efeitos dessas restrições. O conhecimento e representação dessas restrições nos modelos de planejamento são fundamentais para se obter uma melhor gestão dos recursos hídricos, previsibilidade na alocação de recursos e aproveitamento ótimo da geração hidrelétrica. Contudo, as intrínsecas simplificações desses modelos matemáticos podem subestimar os efeitos das restrições. Como exemplo, , com o agravamento da escassez hídrica de 2020/2021, onde buscava-se preservar ao máximo o armazenamento nos reservatórios, ficou evidente que as usinas não conseguiram reduzir a geração para os níveis mínimos previstos anteriormente nas simulações, resultando em uma gestão aparentemente mais otimista dos recursos hídricos do que a realidade operacional permite efetivamente.

Em resposta a isso, a EPE apresentou uma nova abordagem para a representação das restrições operativas das usinas hidrelétricas nos modelos de planejamento de médio e longo prazo. A proposta buscou alinhar as respostas dos modelos computacionais, como o Newave, à realidade operativa dos reservatórios, utilizando dados históricos de operação para definir valores mais realistas de vazão defluente mínima e metas de geração hidrelétrica mínima. Essa metodologia busca melhorar a previsibilidade e a gestão dos recursos hídricos, permitindo um planejamento mais preciso da expansão do sistema elétrico.

Este aprimoramento já está incluído no planejamento decenal desde o PDE 2031. Desde então, a cada ciclo busca-se, continuamente, evoluir nessa representação, para que os estudos de longo prazo tragam soluções aos desafios que a atividade de planejamento apresenta. Esta complexidade se reflete no processo de elaboração de cenários de expansão, onde a metodologia é constantemente aprimorada, como resumida no fluxograma da Figura 1-2. Deste modo, a cada ciclo o planejamento decenal tende a incorporar melhorias para representar um sistema em acentuada transformação.

O processo de elaboração de um cenário de expansão inclui diversas etapas. A etapa inicial, e de grande importância, é a elaboração do chamado Caso Base, ou Caso para Cálculo de Requisitos do Sistema. Independentemente de qual vai ser a expansão, o ponto de partida é saber do que o sistema vai precisar no futuro, nas dimensões de energia e potência. A quantificação desses requisitos de energia e potência segue os critérios de suprimento definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

Figura 3-2 – Fluxograma das etapas de simulação dos cenários de expansão da oferta de energia elétrica



Fonte: Elaboração EPE.

A partir desta quantificação pode-se propor múltiplas maneiras de compor parques geradores que sejam capazes de prover a segurança do sistema dentro dos critérios estabelecidos. Cada cenário proposto é elaborado a partir de um conjunto de premissas e conta com metodologias que permitam abordar incertezas, sendo capaz de gerar insumos para propor direcionamentos e antecipar discussões relevantes em relação ao atendimento da demanda de eletricidade para os próximos dez anos.

A metodologia de avaliação das possíveis expansões do sistema de geração e de intercâmbio de energia entre os subsistemas conta com três etapas de simulação, conforme ilustrado no fluxograma da Figura 3-2. Cada uma das três etapas inclui o uso de um modelo de otimização, com o objetivo de minimização de custos totais, que podem ser tanto de investimento quanto custo de operação do SIN. Os três modelos matemáticos utilizam abordagens probabilísticas, de modo a se fazer uso da melhor funcionalidade de cada modelo: (i) simulação com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para obter o cronograma de expansão indicativa; (ii) simulação operativa com o Modelo Newave; (iii) Simulação com o Balanço de Potência para avaliação da operação do sistema para atendimento da demanda máxima líquida instantânea do SIN. Nas etapas realizadas com o uso dos modelos Newave e Balanço de Potência são aferidas as condições de atendimento futuras e, caso necessário, revisita-se as etapas anteriores do processo, de modo que o parque gerador atenda às premissas pré-estabelecidas e ofereça segurança ao sistema.

O cenário de expansão proposto deve estar em consonância com os requisitos do sistema calculados na etapa de elaboração do Caso Base. Com essa avaliação, realizada na etapa final de elaboração de um cenário de expansão, garante-se a coerência de todo o processo. Deste modo percebe-se que todo o fluxograma da Figura 1-2 dialoga com a Figura 1-1. Através de uma via, o Caso Base traz os requisitos para garantir segurança ao sistema, nas dimensões de energia e potência. Em outra via, o cenário de expansão, elaborado através da minimização de custos de investimento e operação, colabora na indicação de uma expansão da oferta que busca modicidade tarifária. O encontro dessas duas vias representa justamente o que planejamento e operação buscam em conjunto: garantir a segurança de suprimento ao menor custo final.

Considerando o contexto de transição energética e a competitividade atual das fontes, cada vez mais a expressiva participação de fontes renováveis variáveis se apresenta como um desafio metodológico adicional, que impulsiona o constante aprimoramento das análises realizadas. Ao reconhecer e enfrentar esse desafio, o planejamento da expansão busca o aproveitamento do potencial renovável, com segurança no atendimento à demanda de eletricidade ao menor custo possível.

3.1.1 Aplicação da Carga Líquida

A crescente participação de fontes renováveis variáveis, reforça a importância da busca por abordagens que permitam captar as sinergias entre a oferta de energia proveniente destas fontes e a demanda. Visando aprimorar as análises dos estudos de geração centralizada do Plano Decenal e avançar na representação das fontes renováveis não despacháveis, neste ciclo foram utilizadas projeções horárias de carga global, micro e mini geração distribuída (MMGD) e de geração renovável, existente, contratada e com perspectivas de viabilização pelo Ambiente de

Contratação Livre (ACL) no horizonte, para consolidação da carga líquida probabilística e seus respectivos patamares em todas as etapas da modelagem de planejamento da expansão.

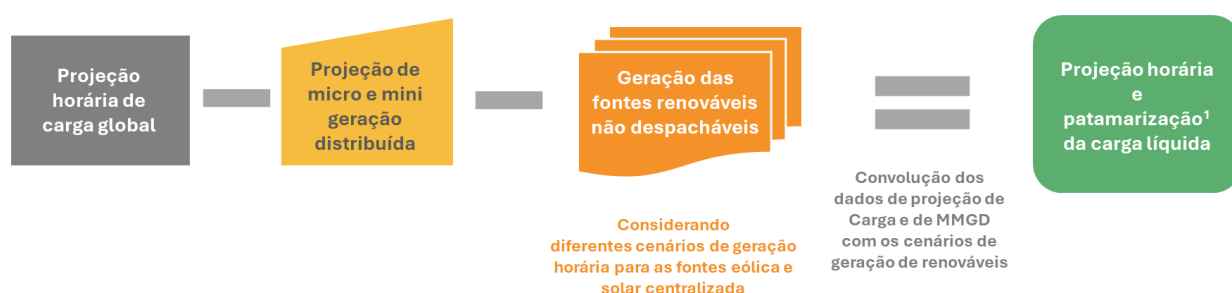
Vale recordar, que a EPE passou a fazer avaliações com uso de distribuições horárias de carga líquida a partir do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, onde foi apresentada uma primeira avaliação de atendimento de flexibilidade do sistema. Desde então, com avanços relevantes na metodologia de projeção de carga global horária para todo horizonte decenal, esse uso passou a ser aprimorado. Atualmente, as distribuições de carga líquida elaboradas pela EPE são utilizadas em avaliações de patamares de carga, como insumo dos modelos de planejamento, em estudos de flexibilidade e atendimento de potência do SIN.

Basicamente, conforme apresentado na Figura 3-3, para construção da carga líquida probabilística são utilizadas projeções da carga global e de geração eólica, fotovoltaica centralizada, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), biomassa e MMGD, todos em escala horária. Após a inserção dos dados dessas fontes, é realizada uma convolução dos dados de projeção de Carga e de MMGD com os cenários de geração de renováveis. Desta forma, são estabelecidas distribuições de possíveis valores de carga líquida para cada hora e, posteriormente, a patamarização da carga líquida para entrada nos modelos de simulação de longo prazo.

A metodologia de carga líquida apresenta algumas características como:

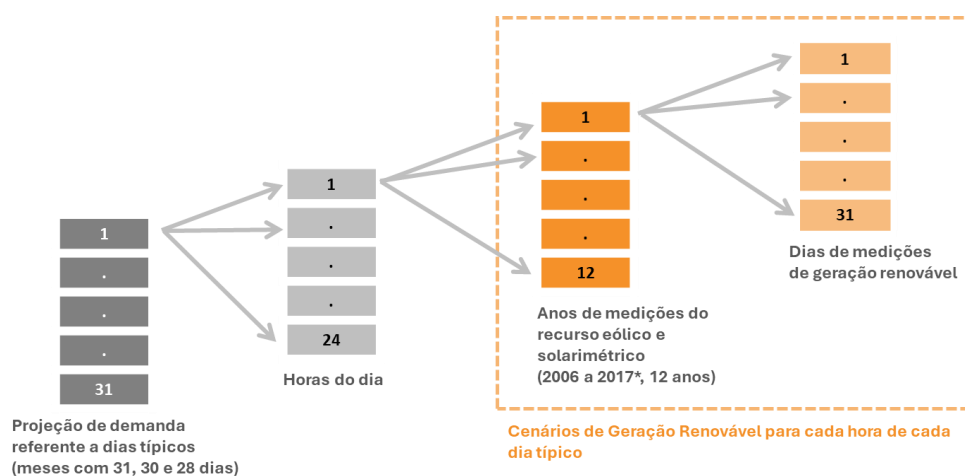
- Melhor representação das fontes, pois algumas renováveis variáveis possuem grande concentração de geração em horários específicos;
- Melhor representação dos efeitos da massiva penetração de micro e mini geração distribuída (MMGD) além da oferta centralizada de fontes renováveis variáveis.

Figura 3-3 - Fluxograma das etapas de construção da carga líquida



Fonte: Elaboração EPE.

De forma simplificada, conforme apresenta a Figura 3-4, a partir da convolução destes dados, se consideradas todas as horas de um ano, obtém-se 3.182.400 níveis de carga líquida, que guardam a sincronicidade de carga e geração renovável variável (eólica e solar). Deste modo obtém-se a carga líquida horária que é utilizada nas simulações tanto do Caso Base quanto do Cenário de Referência.

Figura 3-4 - Fluxograma das etapas de construção da carga líquida

*Período de 2006 a 2017 em virtude da limitação dos dados históricos de irradiação

Fonte: Elaboração EPE.

3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2034

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em janeiro de 2024, a expansão de oferta contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada de novos empreendimentos pelo ACL, considerando apenas aqueles com alta viabilidade²⁰). Também foram levados em conta as diretrizes do MME e os atos legais que impactam a expansão, publicados até a mesma data²¹. No início dos estudos, o SIN contava com capacidade instalada existente, em operação comercial, de cerca de 205 GW de oferta centralizada, com a participação das diversas fontes de geração. Os leilões realizados até janeiro de 2024 e a perspectiva de entrada de empreendimentos que se viabilizarão através do ACL, que possui forte expansão de fontes renováveis, resultam em acréscimo de aproximadamente 30 GW de capacidade instalada no horizonte decenal, conforme apresentado no Anexo I - 1.

Assim como nos últimos ciclos, o PDE 2034 mantém a atenção para a oferta termelétrica existente em final de contrato, além da necessidade de modernização do parque existente devido ao longo período em operação. Além disso, destaca-se o final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) ao longo do horizonte decenal. Além da retirada das usinas com término de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) ou perda de benefício da CDE/PPT, são retiradas

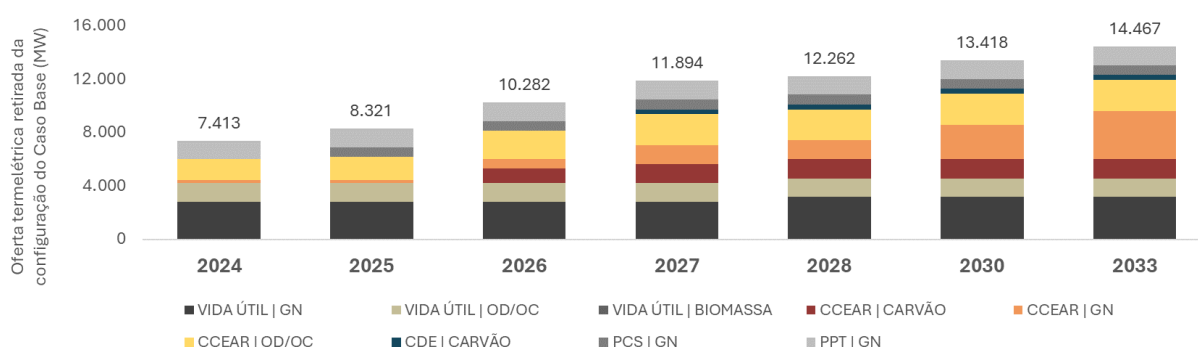
²⁰ A partir de janeiro de 2024, o Programa Mensal da Operação (PMO) inclui também as usinas do ACL que ainda não iniciaram construção, mas com contrato de compra e venda de energia de longo prazo e contrato de uso de rede assinados. O PDE 2034 segue essa mesma premissa adotada pelo PMO.

²¹ A usina de Angra III foi considerada com data de entrada em 2029, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME, citadas na seção 3.5. O Complexo Jorge Lacerda não foi retirado em atendimento à Lei nº 14.299/2022.

usinas que não apresentam nenhum tipo de contrato e encontram-se com potência disponível maior do que zero no PMO de referência.

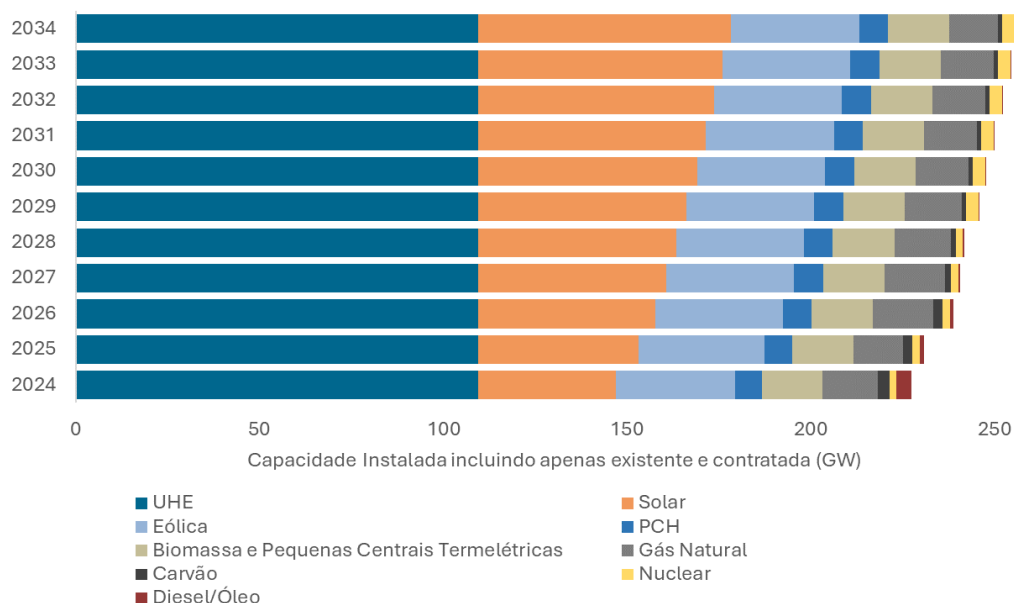
Com isso, estima-se que, em virtude da incerteza associada à disponibilidade futura desses empreendimentos, aproximadamente 14.500 MW da capacidade instalada atual não deve ser considerada na configuração de base durante o período decenal. A oferta termelétrica retirada do Caso Base, agrupadas pelas motivações, é apresentada na Figura 3-5. Com essas informações e considerando as premissas adotadas, os cenários de expansão indicativa do PDE 2034 avaliam a atratividade econômica da manutenção dessa oferta termelétrica no sistema, através de *retrofit*, frente à oportunidade de expansão de novas plantas, de maior investimento e mais modernas. Nesse sentido, aproximadamente 4.400 MW de *retrofit* de termelétricas foram colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos. Essa representação se mostra aderente ao fato de que a capacidade instalada descontratada poderá ser objeto de avaliação específica no planejamento dos leilões, na medida que constitui oportunidade, por exemplo, para modernização e troca de combustível desse conjunto de usinas.

Figura 3-5 - Oferta termelétrica retirada da configuração do Caso Base no horizonte decenal por motivação e fonte (MW)



Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-6 ilustra a evolução da composição da oferta existente e contratada ao longo do período decenal, ainda sem considerar expansão indicativa. Neste gráfico, é incluído também a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), devido a sua crescente relevância, com a perspectiva de chegar a 59 GW em 2034. A configuração apresentada na Figura 3-6 é chamada de Caso Base do PDE 2034 e será utilizada para quantificação dos requisitos do sistema na próxima seção. Observa-se que, no Caso Base, a participação absoluta hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada no horizonte. Por outro lado, identifica-se crescimento relevante da fonte solar fotovoltaica, crescimento este levado principalmente pela projeção de MMGD no período de estudo e o crescimento do ACL. PCHs e usinas movidas a biomassa mantêm sua participação ao longo do período decenal, destacando com isso a forte presença de fontes renováveis no SIN.

Figura 3-6 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN

Fonte: Elaboração EPE.

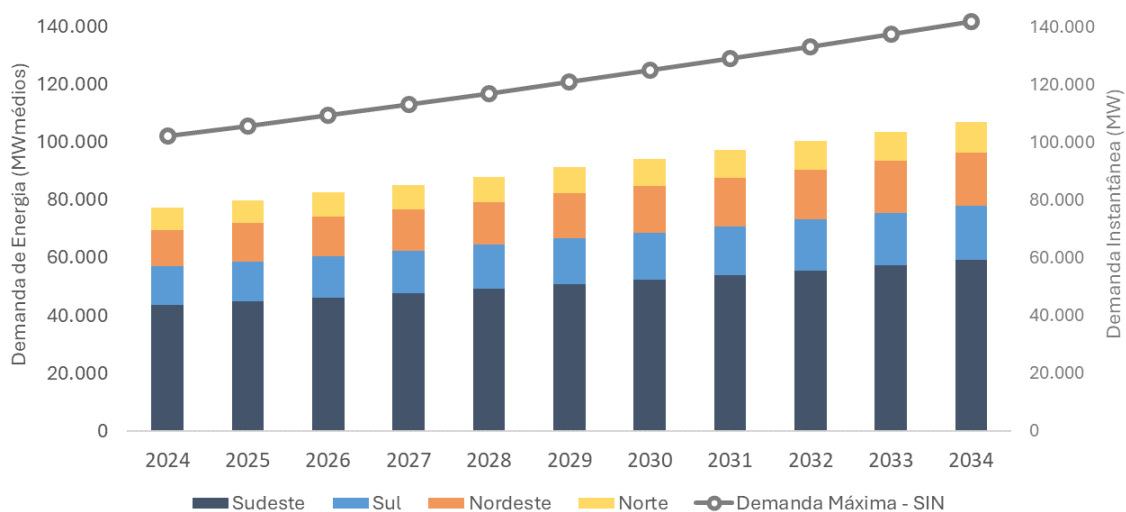
Notas:

- (1) O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.
- (2) Cerca de 90% do total indicado no gráfico por biomassa é por composto por usinas desta fonte, mas também estão contabilizados pequenas centrais termelétricas que podem utilizar outros combustíveis.
- (3) Este gráfico indica manutenção das usinas com prorrogação de contrato do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) nos termos da Lei nº 14.182/2021. Todas as usinas do Proinfa continuam em operação até o final do horizonte do estudo.
- (4) Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.
- (5) São consideradas as termelétricas a gás natural já contratadas no âmbito da Lei nº 14.182/2021

A partir dessa configuração, é realizada a avaliação das condições de atendimento do SIN. A necessidade de expansão do sistema de geração é decorrente do incremento das projeções de demanda, de energia e potência, para todas as regiões, a partir da evolução dos indicadores macroeconômicos. A projeção de demanda já inclui as perdas elétricas na rede transmissora. As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da implementação da carga líquida, portanto duração e profundidade foram calculadas levando-se em consideração também as renováveis, exceto hidrelétricas representadas no NEWAVE, presentes na configuração do sistema para o Caso Base. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, foi estabelecido de modo a representar o cenário de máxima demanda líquida instantânea do sistema, em cada mês.

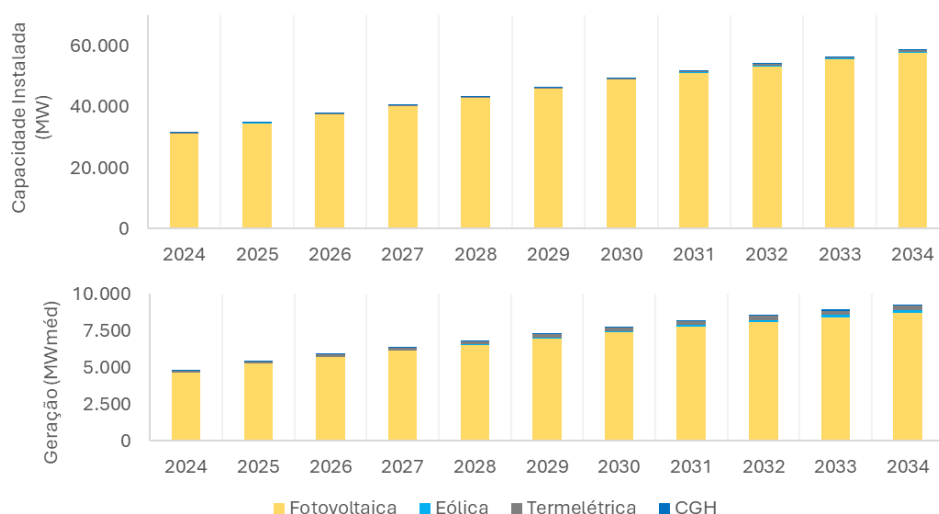
O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da MMGD), no horizonte decenal, é de cerca de 3.000 MW médios/ano – com crescimento médio de 3,3% ao ano. A Figura 3-7 apresenta a projeção de carga global do SIN (energia média mensal e demanda máxima instantânea) para o Cenário de Referência e Base, ou seja, antes de aplicar a metodologia de carga líquida. A demanda máxima apresenta taxa de crescimento de 3,2% ao longo do horizonte decenal. Maiores detalhes sobre a projeção da demanda são apresentados no Capítulo 2.

Figura 3-7 - Projeções de Demanda do Cenário de Referência



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação a MMGD, o PDE 2034 utilizou como premissa o disposto no Marco Legal da Geração Distribuída, de acordo com a Lei 14.300/22. Detalhamento sobre as premissas adotadas para MMGD é apresentado no Capítulo 9. O cenário de projeção de MMGD considera penetração de aproximadamente 27 GW de potência instalada (e 4.500 MW médios de energia agregada) ao final do horizonte decenal. Como pode ser observado na Figura 3-8, a tecnologia solar fotovoltaica mantém-se com a principal fonte nesse segmento, respondendo por cerca de 98% de toda essa expansão.

Figura 3-8 - Expansão em capacidade e em energia da MMGD

Fonte: Elaboração EPE.

3.3 Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal

Os últimos ciclos do PDE vêm indicando de forma explícita a necessidade de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência²². Esses requisitos representam o montante de oferta adicional que o sistema requer para que as condições operativas futuras estejam conforme os limites estabelecidos nos critérios de suprimento vigentes, definidos através da Resolução CNPE nº 29, de 2019, e da Portaria MME nº 59, de 2020.

A partir da configuração do Caso Base, a avaliação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência considera a simulação com 2.000 cenários hidrológicos de energias naturais afluentes. As métricas e parâmetros estabelecidos para esta avaliação são:

- CVaR²³ 1% da Energia Não Suprida (ENS) $\leq$ 5% da Demanda

Risco e profundidade de corte de carga de energia: em base anual, são avaliados os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média do corte de carga nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema.

²² Neste ciclo foram inseridas uma série de melhorias na ferramenta de balanço de ponta, como alteração da modelagem de Itaipu e usinas da região amazônica, bem como melhor representação das usinas com despacho antecipado de GNL. Maiores detalhes podem ser vistos em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/PDE%202034_Requisitos_novomodelo_20240702%202.pdf

²³ Conditional Value at Risk.

- CVaR 10% da distribuição de Custo Marginal de Operação (CMO) ≤ 800 [R\$/MWh]

Critério energético-econômico: em base mensal, são avaliados os 10% cenários com CMO mais elevado, onde a média desses cenários não pode ser superior a R\$ 800/MWh em nenhum subsistema avaliado.

- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) $\leq 5\%$ da Demanda

Risco e profundidade de déficit de potência: em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.

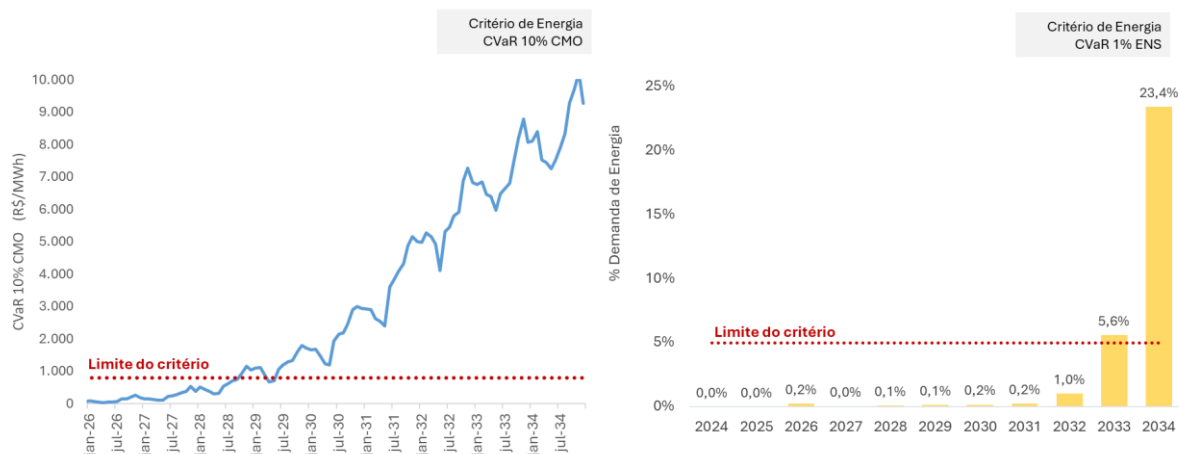
- Loss of Load Probability (LOLP²⁴) $\leq 5\%$

Risco de déficit de potência: em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

A primeira etapa da avaliação do atendimento aos critérios de suprimento é a verificação da violação dos critérios de energia. A Figura 3-9 apresenta as condições operativas do Caso Base comparadas aos limites para atendimento aos dois critérios. No gráfico (a) nota-se que o limite para o CVaR 10% do CMO (para a média dos quatro patamares de carga), em base mensal, é violado a partir do segundo semestre de 2028, com tendência de crescimento ao longo dos anos e aumento no período seco. Já o gráfico (b) apresenta a média dos 1% piores cenários da Energia Não Suprida (CVaR 1% ENS), em base anual, onde identifica-se que o limite para esse critério é violado apenas em 2033. Nos últimos Planos Decenais verifica-se a pouca influência dessa métrica para avaliação do atendimento energético, com violação do critério em data muito posterior ao CVaR 10% CMO.

²⁴ Loss of Load Probability – Probabilidade de Perda de Carga

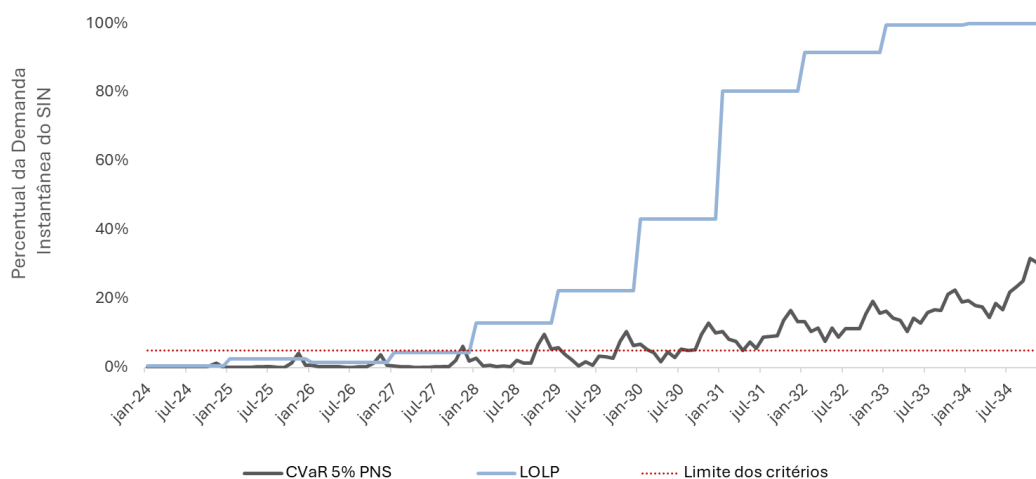
Figura 3-9 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Energia - SIN: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR 1% ENS



Fonte: Elaboração EPE.

Já a Figura 3-10 apresenta a avaliação do atendimento aos dois critérios relacionados ao suprimento de potência. Observa-se que ocorre violação desses critérios a partir de 2027, onde também há característica crescente da violação ao longo dos anos. Destaca-se que os resultados apresentados consideram a saída das usinas termelétricas apresentadas no Anexo I - 2, que posteriormente são consideradas como candidatas à *retrofit*.

Figura 3-10 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência - SIN: CVaR 5% PNS e LOLP



Fonte: Elaboração EPE.

Para quantificar o requisito de energia a partir dos cenários que violam o critério do CVaR 10% de CMO, são identificadas as variáveis que impactam no CMO estabelecido pelo modelo Newave: o despacho das termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) superior ao limite estabelecido

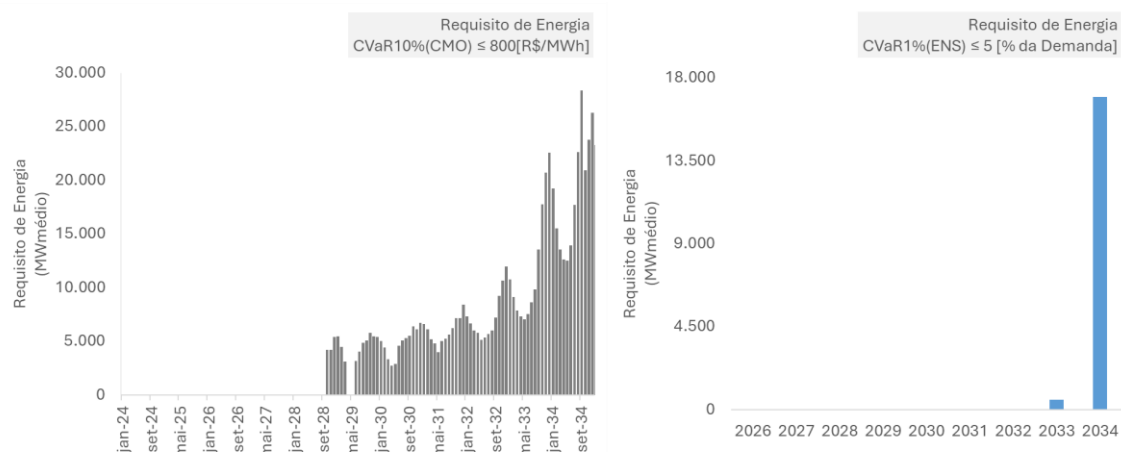
para este critério, o déficit de energia e as violações às restrições operativas. Obtido o somatório desses montantes para cada um dos 10% piores cenários de CMO, avaliados em base mensal, calcula-se a média como a quantidade de energia a ser inserida no sistema para que o atendimento a esse critério seja reestabelecido. Cabe destacar que as violações às restrições operativas também devem ser consideradas, pois representam situações em que o sistema não dispõe de oferta suficiente para garantir o atendimento a todos os serviços que dependam do uso da água. Para o modelo matemático utilizado, essas restrições impactam no valor da água e, consequentemente, no custo marginal de operação, contribuindo assim para a violação do critério de CVaR CMO.

Já para o CVaR de ENS e PNS, como ambos estão diretamente relacionados ao montante de energia e potência não fornecidos, a oferta a ser adicionada é exatamente a diferença entre o valor obtido para cada variável e o limite estabelecido pelo critério de suprimento.

Quanto à métrica LOLP, onde somente são aceitos déficits de potência com probabilidade inferior ou igual a 5%, a variável que impacta também é o próprio corte de carga. Dessa forma, caso seja adicionado ao sistema oferta equivalente à profundidade do déficit que resulta neste 5% pior cenário, ou seja, o VaR 5%, o risco de ocorrência de cortes será reduzido ao limite do critério. Assim, esse será o montante mínimo necessário para que o sistema esteja atendendo ao critério de suprimento em questão.

A partir do método de quantificação descrito, a Figura 3-11 apresenta o requisito calculado conforme a discretização temporal da métrica de avaliação do atendimento ao critério de energia, em MW médios e em base mensal. As recentes transformações na matriz elétrica incluem o significativo aumento da participação de fontes renováveis cuja geração, variável, depende da disponibilidade do recurso em cada mês do ano. Assim, um direcionamento para uma maior discretização temporal dos requisitos do sistema, que permita captar as sazonalidades da oferta e suas interações com a demanda, mostra-se como um avanço natural e necessário para a avaliação da compatibilidade dos cenários de expansão da oferta de eletricidade. Ao considerar valores médios anuais para aferir a adequabilidade do suprimento, sob a ótica comercial, não são passados sinais claros para o mercado de que pode haver falta de recursos em determinados momentos, caso haja sobras em outras épocas do ano.

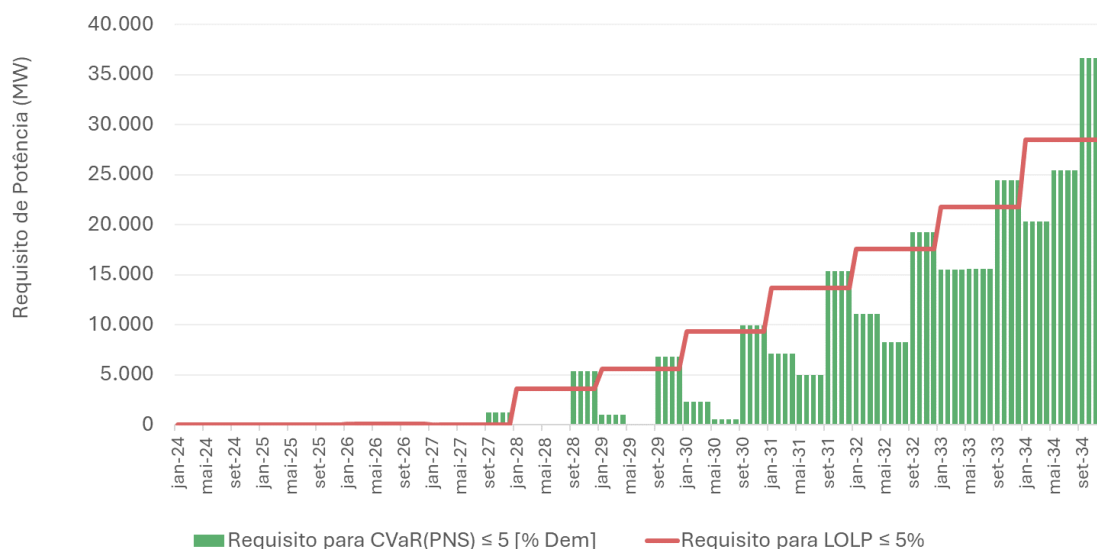
Figura 3-11 - Requisitos de energia calculados através das métricas $CVaR10\%(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$ e $CVaR1\%(ENS) \leq 5 [\% \text{ da Demanda}]$



Fonte: Elaboração EPE.

Quanto ao requisito de potência, a Figura 3-12 mostra que a necessidade de oferta adicional para supri-lo se inicia em 2027, chegando à ordem de 5.500 MW em 2028. A partir de 2029 todos os meses apresentam valores de CVaR PNS maiores que zero, ainda que, em alguns meses, dentro dos limites estabelecidos no critério de suprimento.

Figura 3-12 - Requisitos de potência calculados através das métricas $CVaR5\%(PNS) \leq 5 [\% \text{ Dem}]$ - Base Quadrimestral e LOLP $\leq 5\%$ Base Anual



Fonte: Elaboração EPE.

Como a potência é uma grandeza instantânea, diferentemente da energia que pode ser acumulada no tempo, a comparação entre os requisitos calculados pelas duas métricas (CVaR PNS e LOLP) pode ser feita de forma direta. A evolução desses montantes demonstra que a necessidade calculada pelo CVaR PNS é superior ao valor calculado pela LOLP, principalmente pelos picos de requisitos nos meses de novembro. É importante destacar que este é o requisito

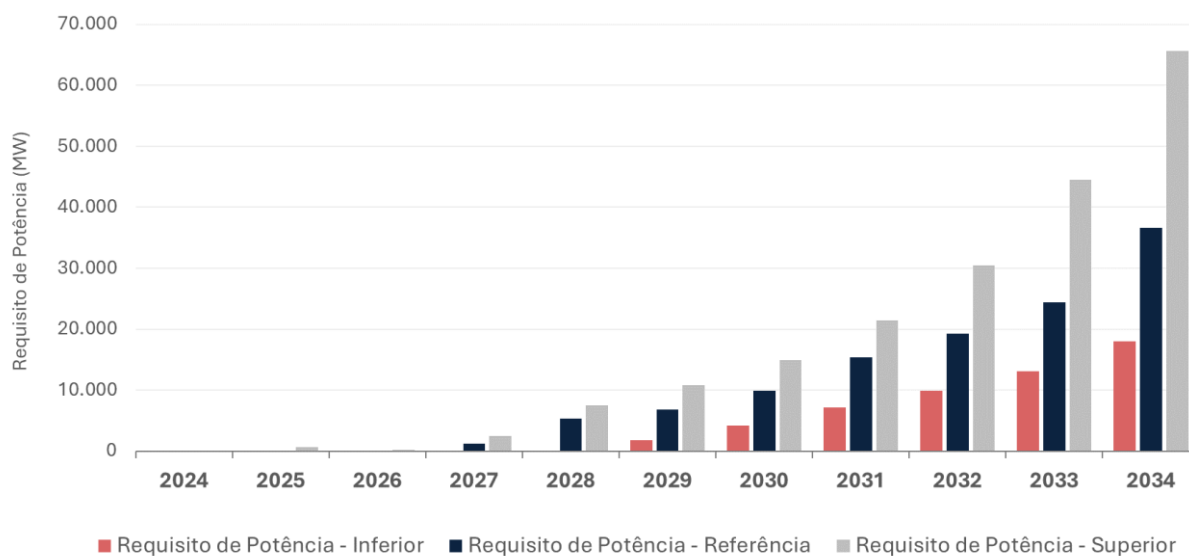
de potência total, sendo que parte dele será atendido pela contribuição das fontes indicadas para o atendimento ao requisito de energia.

O cálculo dos requisitos do sistema engloba uma série de premissas, e uma incerteza inerente a esta etapa de planejamento é a projeção de demanda, que depende fortemente do desempenho previsto para os diferentes setores da economia nos próximos dez anos. Como visto acima, o requisito de potência no Caso Base inicia-se em 2027. Mas, este requisito é fortemente influenciado pela projeção de demanda. Deste modo, de posse de dados de projeções de carga em dois cenários adicionais (Superior e Inferior), é possível estipular uma faixa de incerteza para a necessidade de expansão de capacidade do SIN.

Projeções de carga inferiores ao Cenário de Referência baseiam-se em um cenário em que o crescimento econômico pode ser menor que o esperado, resultando em uma demanda mais contida de energia. Por outro lado, projeções de carga superiores contemplam um crescimento econômico mais robusto e uma expansão industrial, o que implica em uma demanda de energia significativamente maior. Maiores detalhes sobre estas projeções dos Cenários Inferior, Superior, e sua comparação como Cenário de Referência são informados no Capítulo 2.

Na Figura 3-13 é apresentada a Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência, com o maior requisito anual entre CVaR(PNS) ≤ 5 [% Demanda Instantânea] e LOLP para os cenários avaliados.

Figura 3-13 - Requisito de potência calculado para Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência – Cenários de Demanda



Fonte: Elaboração EPE.

Como pode ser visto, com a variação da demanda, há alteração no requisito de potência para os dois cenários avaliados. Há um significativo descolamento dos requisitos, dos diferentes cenários de demanda, com o avançar dos anos, principalmente a partir de 2032. Neste mesmo ano, em uma análise mensal, no critério de CVaR (PNS) para o cenário com demanda superior, são vistos picos de requisitos no mês de setembro. É importante observar que no cenário de demanda superior há pequeno requisito de potência em 2025, mas que é zerado logo no ano

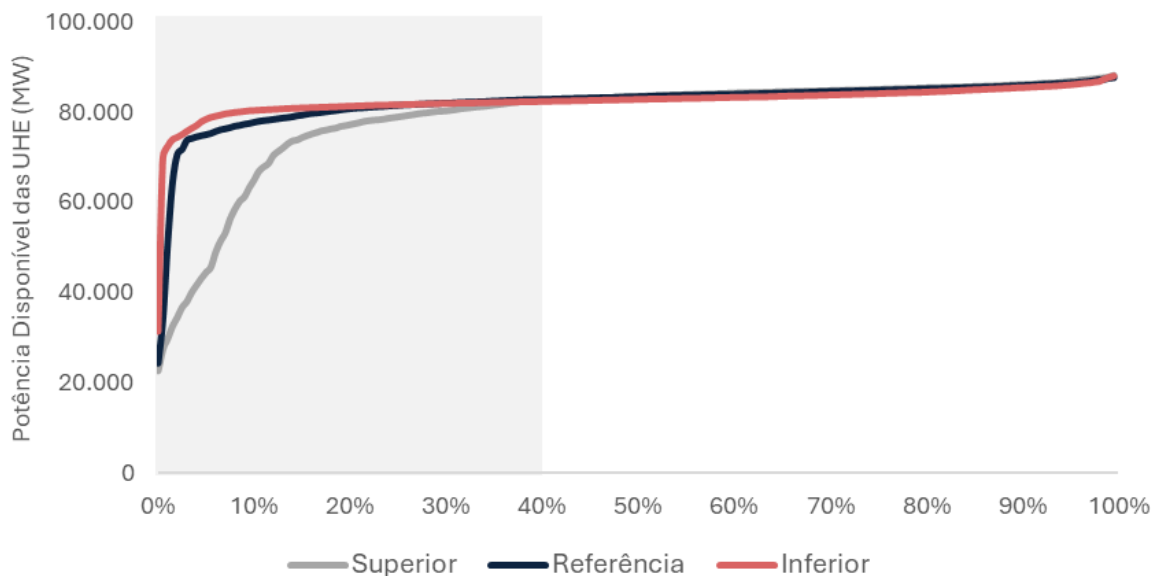
seguinte, em 2026. Este requisito em 2025 – de cerca de 700 MW – decorre, em grande parte, do intervalo entre contratos de usinas termelétricas que terminam o contrato vigente em 2025 e voltam a estar contratadas a partir de 2026. A potência disponível dessas usinas soma cerca de 2.000 MW, suficientes, portanto, para atender ao critério. Cabe destacar que, caso se vislumbre o Cenário Superior de demanda, buscar soluções contratuais para manter essa oferta disponível em 2025 será importante para o atendimento aos critérios de suprimento.

Em relação ao Cenário Inferior, destaca-se a postergação da necessidade de potência, ocorrendo apenas a partir de 2029. Também vale ressaltar que, comparando com a necessidade do Cenário de Referência, percebe-se uma redução de mais de 5 GW para este ano. Ou seja, a expectativa de crescimento econômico afeta diretamente quando e quanto o sistema necessitará de potência adicional. Nesse contexto, o Cenário de Referência se mostra como uma indicação intermediária e robusta para lidar com a incerteza de como se dará o desempenho da economia do horizonte decenal.

A utilização de carga líquida na análise do Caso Base do PDE 2034 e diferentes projeções de demanda mostram a sua importância no critério de CVaR (PNS). Por intuição, pode-se afirmar que bastaria aumentar/diminuir a diferença da projeção de demanda máxima no requisito apresentado no Cenário de Referência que este seria o resultado final. Mas isso é uma afirmação que não se confirma pois, com nova projeção de carga, diversas variáveis são alteradas, uma vez que a carga líquida permite representar com maior clareza o que será demandado das fontes despacháveis para diferentes patamares de carga.

Em termos práticos, a nova projeção de carga afeta diretamente a operação dos reservatórios das UHE, com reflexo também na disponibilidade de potência. A Figura 3-14 apresenta a potência disponível nas usinas hidrelétricas do SIN em setembro de 2034 para os cenários de Referência, demanda Inferior e demanda Superior. Neste mês há grande diferença no requisito, ligado principalmente à mudança de operação dos reservatórios, sobretudo nos momentos de baixa disponibilidade. Apesar de as menores disponibilidades hidráulicas serem similares, em até 40% dos menores valores, há grande diferença destes valores, chegando a quase 37 GW de diferença entre os Cenários de Referência e com Demanda Superior. Portanto, a demanda futura de energia influi fortemente na definição de carga líquida e concomitantemente na operação dos reservatórios e atendimento da potência.

Figura 3-14 - Distribuição da Potência Disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em Setembro de 2034 – Cenários de Demanda de Referência, Inferior e Superior



Fonte: Elaboração EPE.

Como pode ser observado, a depender do desenvolvimento econômico do Brasil – e, consequentemente, do crescimento da demanda – há grande variação na necessidade de contratação de potência para o horizonte de estudo.

Portanto, realizar estudos sobre diferentes cenários de demanda de energia, tanto superiores quanto inferiores, é essencial para um planejamento eficaz da expansão da geração de energia. Esses estudos permitem que os planejadores e decisores compreendam a variação potencial nas necessidades energéticas futuras, possibilitando a criação de sistemas mais resilientes e adaptáveis. Cenários de alta demanda ajudam a preparar a infraestrutura para condições de carga máxima e evitar possíveis faltas de energia, enquanto cenários de baixa demanda auxiliam na otimização dos recursos e na prevenção de investimentos excessivos em capacidade de geração. Esse planejamento abrangente assegura que a expansão da capacidade energética atenda às necessidades futuras de forma eficiente e sustentável, equilibrando custos e medidas necessárias – como expansões na geração e transmissão – para suportar o crescimento econômico e a segurança energética.

3.4 Recursos Potencialmente Disponíveis para Expansão

Para fazer frente ao crescimento da carga de forma segura, econômica e respeitando a legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial eletroenergético, com destaque para as fontes renováveis de energia (hidráulica, eólica, biomassa e solar). A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte (incluindo taxas, impostos e encargos associados), além dos prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas, tanto no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Como opções para prover serviços de capacidade e flexibilidade, são consideradas também a resposta da demanda e tecnologias de armazenamento como candidatas à expansão, em especial hidrelétricas reversíveis e baterias de íons de lítio.

De forma resumida, busca-se no PDE estimar qual a combinação de fontes capaz de atender a demanda futura, ao menor custo total, assegurando o atendimento aos critérios de suprimento e aos requisitos do sistema elétrico. Para tanto, são considerados como dados de entrada no MDI os principais parâmetros de custos e contribuição energética das diversas fontes e tecnologias candidatas à expansão.

A Tabela 3-1 representa a cesta de oferta de tecnologias consideradas como candidatas à expansão no horizonte decenal e resume como cada recurso disponível para expansão é representado.

Destaca-se que a MMGD é modelada separadamente em função de suas particularidades regulatórias e de modelos de negócios, apresentados no “Caderno de MMGD e baterias atrás do medidor” deste PDE. Cabe ressaltar que parte da carga global futura acaba sendo atendida pela MMGD, impactando a expansão da geração centralizada, o que tem ganhado maior relevância a cada edição do PDE, com projeções de até 70,5 GW de capacidade instalada de MMGD (cenário superior) no fim do horizonte.

Embora seja possível a geração de energia elétrica com a combustão do hidrogênio ou via célula combustível, estas opções não são consideradas entre os recursos para expansão da oferta de geração centralizada. No Capítulo de Transição Energética deste PDE é apresentada uma análise de sensibilidade sobre hidrogênio. Esta análise tem como objetivo indicar qual seria a oferta de energia necessária para atender cargas de eletrolisadores na região Nordeste do país, considerando o horizonte decenal. O Capítulo de Transição Energética também discute os desafios associados ao hidrogênio e as políticas públicas que vêm sendo desenvolvidas pelo Brasil para o avanço da cadeia de produção de hidrogênio.

Renováveis	Solar Fotovoltaica (convencional e flutuante) 	- Para estimativa de geração são consideradas séries temporais representativas, conforme metodologia detalhada na Nota Técnica “Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas”. - Fotovoltaica convencional (em solo): Nordeste e Sudeste. - São considerados 4 níveis de custos para fotovoltaica convencional. - Fotovoltaica flutuante: seis localidades representam projetos existentes.
	Biomassa, Biogás e RSU 	- Biomassa de bagaço de cana-de-açúcar: considerado o histórico de geração em base mensal. - Potencial do biogás para capturar o metano gerado pela digestão de resíduos sucroenergéticos e substituir combustíveis fósseis, oferecendo uma fonte de energia renovável e sustentável. - Resíduos Sólidos Urbanos: Produção constante ao longo do ano. - Os custos de geração a base de bagaço de cana são apresentados em 3 níveis. - Estimativa da Unidade de Recuperação Energética (URE) – RSU feita com base em dados internacionais (base dolarizada), tendo como referência usina com incineração. - Potencial de biocombustíveis líquidos (como etanol e biodiesel) para substituição de óleo diesel e gás natural, inclusive para o suprimento de potência.
Termelétricas	Nuclear 	- Perspectiva da entrada de Angra 3 em 2029²⁷. - Foi considerada a tecnologia nuclear como candidata.
	Gás Natural 	Modelos de negócio representados com diferentes níveis de inflexibilidade operativa: nula (100% flexível) e 50% (sazonal), para as usinas a Gás Natural Liquefeito (GNL); e 70% (sazonal) e 100% (flat). O modelo de GNL com inflexibilidade nula foi representado com os dois tipos de ciclo: combinado e aberto (ou simples).

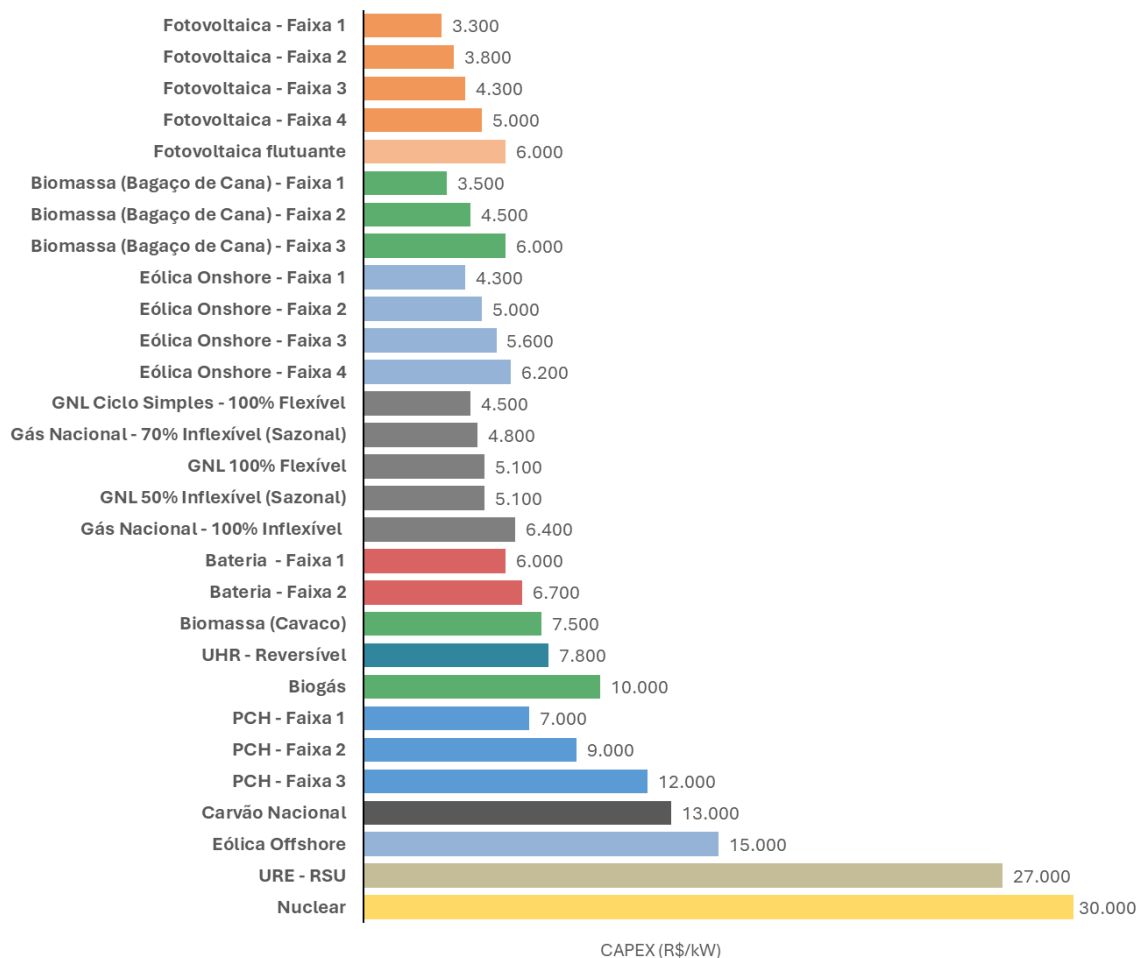
²⁷ Apesar de o PDE 2034 considerar a entrada da UTN Angra 3 no ano de 2029, conforme premissa definida pelo MME no início do ciclo atual, cabe destacar que a real efetivação deste empreendimento, assim como a sua efetiva data em operação comercial, é parte de estudos e avaliações que estão sendo conduzidas pela Eletrobras Termonuclear S.A. (EletroNuclear) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a serem analisados e aprovados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), conforme descrito pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021.

Termelétrica	Carvão Mineral  ▪ Custos de usina termelétrica a carvão baseados em referências internacionais, consideradas mais atualizadas que os dados nacionais e encargos maiores em relação a financiamento de plantas com esse combustível, pela restrição de agentes financeiros. ▪ Foi considerado como combustível a carvão mineral nacional.
Armazenamento	Baterias  ▪ Tecnologia de íons de lítio. ▪ Custos representados em 2 faixas, sendo que a faixa 1 é ofertada a partir do ano de 2031. Referência com base em dados internacionais. ▪ O Capítulo de Transição Energética deste PDE traz uma seção sobre “Minerais críticos para a transição energética”, estes minerais são de grande importância para a cadeia de suprimento das baterias.
	Hidrelétrica Reversível  ▪ Ciclo fechado. ▪ Apesar de ter como base referências internacionais, também considerada experiência nacional em implantação de usinas hidrelétricas nas estimativas de custos.
Outras	Resposta da Demanda  ▪ Dois patamares de preço, com base em tipos de setores industriais, com e sem geração própria.



Os montantes das tecnologias selecionadas para compor a expansão indicativa do Cenário de Referência são informados no item 3.6 Cenário de Referência.

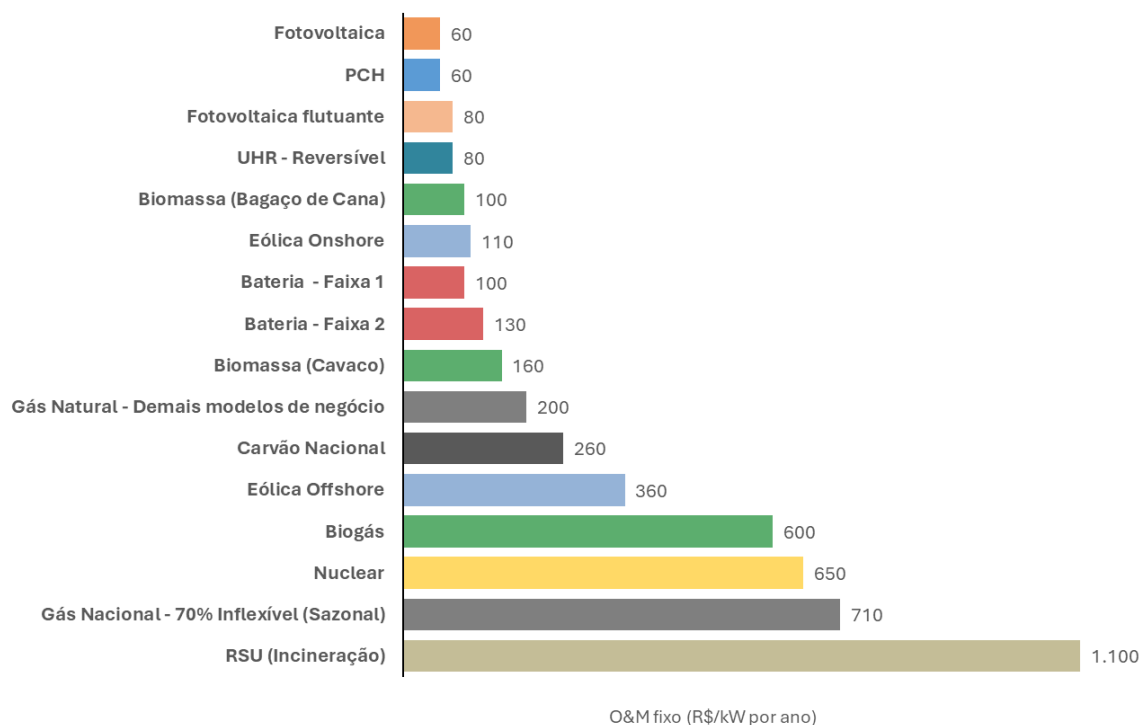
As Figura 3-15 a Figura 3-17 apresentam uma visão resumida dos custos associados às diversas fontes de geração e tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Para melhor visualização, os gráficos estão separados entre dados de investimentos (*Capital Expenditure* – CAPEX), de custos fixos de operação e manutenção (O&M) e do total referente a taxas, encargos e impostos. Os recursos que têm seus custos representados por diferentes níveis, estão ilustrados nas figuras, com a identificação de cada faixa de custo. Um maior detalhamento dos dados, assim como os custos individualizados referentes as usinas hidrelétricas e os CVUs das usinas termelétricas, são apresentados no documento Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão – PDE 2034.

Figura 3-15 - Valores de Investimento (CAPEX), em R\$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento

Nota: Parâmetros financeiros aplicados: Taxa de câmbio referencial de R\$ 5,22/US\$ (dezembro/2022) e taxa de desconto de 8% a.a. (em termos reais), utilizando metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Fonte: Elaboração EPE.

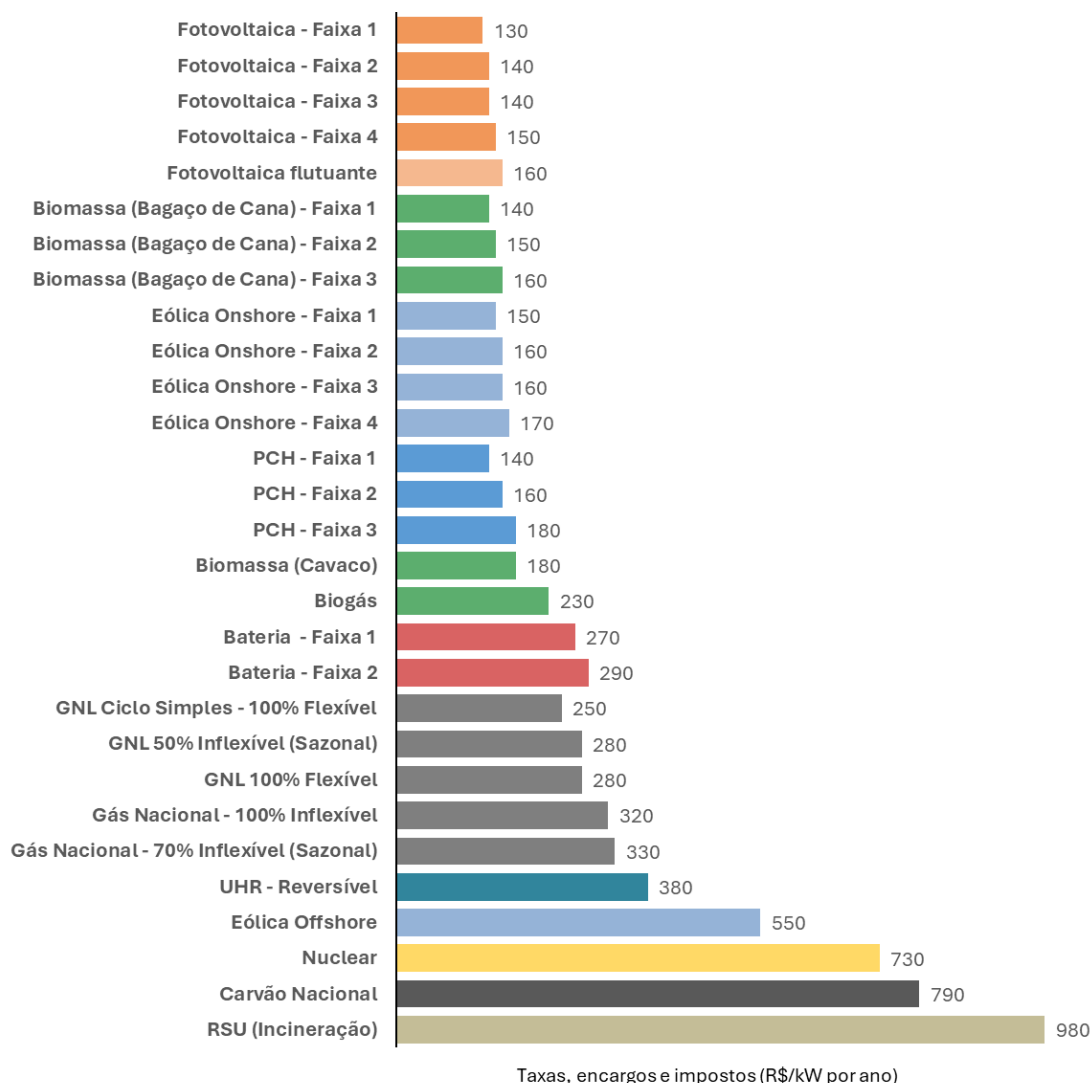
Figura 3-16 - Valores de custos fixos de operação e manutenção (O&M), em R\$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento²⁸



Fonte: Elaboração EPE.

²⁸ As diferentes faixas das fontes de geração a Biomassa (Bagaço de cana), Eólica *onshore*, Fotovoltaica e PCH apresentam o mesmo valor de custo de O&M fixo.

Figura 3-17 - Valores totais de taxas, encargos e impostos, em R\$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento



Fonte: Elaboração EPE.

Como descrito no documento “Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão – PDE 2034”, as estimativas de custos são baseadas em informações de amostras nacionais e de referências internacionais, principalmente para fontes ainda não implementadas no país, como é o caso de armazenamento em baterias. Assim, a partir do ano de 2031, é ofertada uma faixa de valores considerando a redução de custos prevista para essa tecnologia, como observado em publicações recentes consultadas.

Para o cálculo do custo final dos recursos no MDI, na análise dos recursos disponíveis para expansão do sistema, também são considerados outros dados relevantes como vida útil econômica dos recursos, tempo médio de desembolso dos investimentos, entre outros.

Além das fontes descritas nas Figura 3-15 a Figura 3-17, também compõem o conjunto de recursos disponíveis para a expansão Modernização e Repotenciação de usinas hidrelétricas e Resposta da Demanda, cujos custos são apresentados nas Tabela 3-2 e Tabela 3-3. Além disso, também é considerada a opção de retrofit de usinas termelétricas existentes em fim de contrato, para a qual considera-se 40% do valor de investimento de uma planta nova como referência para o CAPEX e o custo de O&M fixo similar ao adotado para usinas termelétricas a GNL com operação totalmente flexível.

Tabela 3-2 - Patamares de custos para modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas.

Faixa	CAPEX Referência (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)
1	1.000	30
2	1.700	30
3	2.300	30

Tabela 3-3 - Estimativas de custos referentes a resposta da demanda para os setores industriais com e sem geração própria.

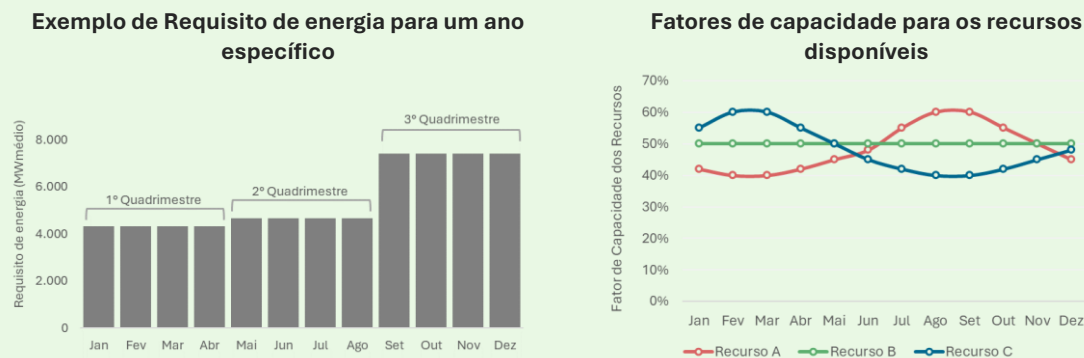
Sector	Custo fixo (R\$/kW.ano)	Custo variável (R\$/MWh)
Sem Geração Própria	204,82	716,80
Com Geração Própria	177,15	716,80

Box 3.1

Análise da competitividade entre os recursos para o atendimento dos requisitos do sistema

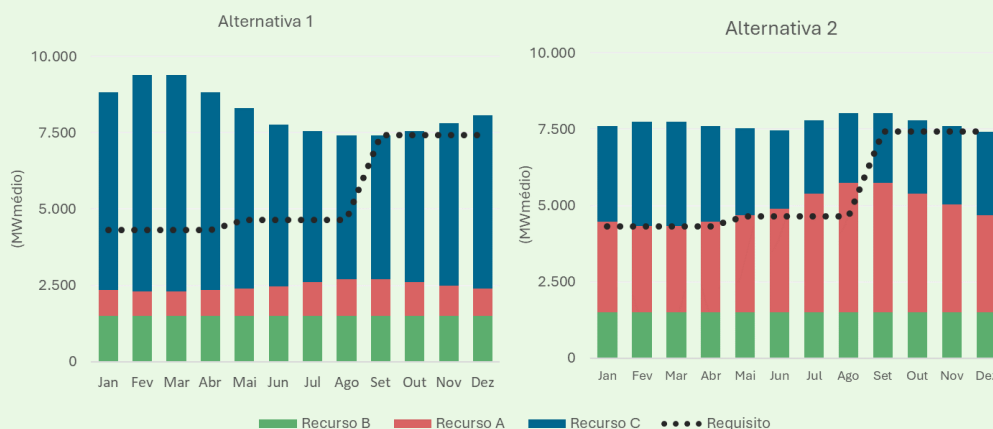
O cálculo dos requisitos é uma etapa fundamental dentro dos estudos de planejamento, pois permite identificar quais as necessidades do sistema para o atendimento da demanda de energia e potência dentro dos critérios estabelecidos. É possível atender a essas demandas através de diferentes caminhos de expansão, porém nem todos refletem eficiência na alocação dos recursos. A busca por esta eficiência é o foco das etapas seguintes da elaboração do planejamento decenal indicativo, e o uso do MDI permite selecionar a expansão de menor custo total, através de um processo de otimização considerando as restrições informadas. Para fornecer este cronograma de expansão ótimo o modelo matemático avalia mensalmente a alocação dos recursos considerando que as decisões tomadas se manterão por toda vida útil de cada empreendimento. Nesta etapa do estudo o objetivo é identificar qual a composição da matriz de geração de eletricidade que atende à demanda no período, dentre os candidatos disponibilizados para a expansão da oferta e a condições de contorno estabelecidas. O recurso é escolhido pelo critério de menor custo total, verificando em cada mês as necessidades e benefícios proporcionados.

Para auxiliar o entendimento sobre a maneira como esse processo é feito, a figura a seguir traz um exemplo teórico para o atendimento dos requisitos de energia em um determinado ano considerando três recursos distintos. Como pode ser visto, os requisitos e a contribuição de cada recurso candidato variam em cada quadrimestre do ano.

Box 3.1**Análise da competitividade entre os recursos para o atendimento dos requisitos do sistema****Figura 3-18 – Requisitos do sistema e fator de capacidade mensal****Fonte: Elaboração EPE.**

De modo simplificado, a avaliação de competitividade dos recursos candidatos leva em conta os fatores de capacidade mensais além dos custos de implantação, de operação e manutenção, dentre outros fatores. Assumindo o mesmo custo mensal para as três opções, quanto maior o fator de capacidade no mês em que o sistema possui maior requisito, mais competitivo é o recurso, pois terá a menor relação entre o custo mensal e fator de capacidade. Ou seja, menor custo e maior benefício para o sistema. Portanto, mesmo possuindo o mesmo custo, a atratividade das tecnologias será diferente a depender do que o sistema precise. O MDI vai considerar todas as combinações possíveis e apresentar como resultado aquela que tenha o menor custo total para o sistema.

Em geral a expansão não é realizada através de um único recurso. O requisito pode ser atendido por diversas combinações dos montantes das fontes. A figura a seguir ilustra, também de modo simplificado, duas alternativas hipotéticas de composição dos recursos para o atendimento ao requisito de energia em todos os meses do ano. Como pode ser visto, já que oferta e requisito de energia variam no tempo, as duas configurações apresentadas levam a instalação de uma maior capacidade em alguns meses do ano, com uma delas ocasionando uma sobre oferta significativa no primeiro quadrimestre, o que afetará os custos marginais.

Figura 3-19 – Alternativas de composição dos recursos para o atendimento ao requisito de energia**Fonte: Elaboração EPE.**

Box 3.1**Análise da competitividade entre os recursos para o atendimento dos requisitos do sistema**

Toda essa discussão só é possível por causa da discretização do requisito, nesse caso em três quadrimestres ao ano. Utilizado um requisito anual para esta comparação, não é possível a identificação de todas essas variações e, por consequência, a escolha das melhores oportunidades de atendimento a demanda do sistema. Comparações em termos de valores anuais podem levar a uma falsa impressão de que o maior benefício para o SIN é dado pela tecnologia de menor custo por MWh produzido no ano, ao passo que com as novas características da matriz de geração do SEB essa relação se dá de forma mais granular. Ou seja, análises mais detalhadas do ponto de vista temporal, observando-se os dados mensais, tendem a ser mais eficazes na alocação dos recursos.

3.5 Política Energética e Principais Premissas para o Cenário de Referência

Nesta seção será descrito o conjunto de políticas energéticas incluídas na simulação do MDI para elaboração do Cenário de Referência do PDE 2034. O Cenário de Referência incorpora as diretrizes de políticas energéticas estabelecidas: (i) pelo MME; (ii) pela legislação vigente.

Em relação à legislação vigente, o conjunto de diretrizes utilizadas no PDE 2034 considera a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, e a Lei 14.299, de 5 de janeiro de 2022. As diretrizes utilizadas para atender o disposto na Lei 14.182 buscam:

- I. Representar o disposto no artigo 20, que trata da contratação de usinas termelétricas a Gás Natural, com inflexibilidade operativa de, pelo menos 70%, em regiões específicas, no total de 8.000 MW²⁹. para tal, o PDE 2034 trará a inclusão de:
 - a. Para a região Norte: 1.246 MW em 2028 e 500 MW em 2029;
 - b. Para a região Nordeste: 1.000 MW em 2028;
 - c. Para as regiões Sudeste e Centro-Oeste: 2.500 MW em 2029, 1.000 MW em 2030 e 1.000 MW em 2031.
- II. Representar o disposto no artigo 21, que define que 50% da demanda declarada pelas distribuidoras dos leilões de energia nova A-5 e A-6 deverão ser destinados à contratação de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts), até o atingimento de 2.000 MW (dois mil megawatts).³⁰

²⁹ Parte desse potencial, 754 MW, já foi contratada para a região norte e já faz parte do Caso Base deste PDE.

³⁰ A fim de assegurar o ingresso desse potencial, no caso de referência segue expansão anual mínima de 400 MW e máxima de 800 MW, pelo horizonte de planejamento.

- III. Representar o disposto no artigo 23, que trata da possibilidade de renovação dos contratos do PROINFA, para tal, simulou-se no Cenário de Referência a prorrogação de todos os parques deste programa.

Previsto na Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, considerou-se o Programa de Transição Energética Justa (TEJ), com vistas a promover uma transição energética para a região carbonífera do Estado de Santa Catarina, alinhada à neutralidade de carbono a ser atingida em conformidade com as metas definidas pelo Governo Federal. Nesse sentido, manteve-se a capacidade instalada do Complexo Jorge Lacerda em todo o período decenal.

Além dos dispostos nas referidas Leis, o PDE 2034 segue a diretriz de política energética de consideração de início de operação comercial da usina nuclear de Angra 3 em 2029.

3.6 Cenário de Referência

A elaboração do Cenário de Referência tem como ponto de partida os resultados do Caso Base, ou caso para cálculo de requisitos, apresentado na seção 3.2 deste capítulo. Composto apenas pelo sistema existente e contratado, o Caso Base permite quantificar o montante de oferta adicional de energia e de potência que será requerida pelo sistema de modo a garantir segurança operativa. Este montante pode ser atendido por diversas combinações de tecnologias, que podem compor diferentes cenários de expansão.

O Cenário de Referência configura-se como balizador de uma expansão, buscando o menor custo total, que seja apta ao atendimento dos critérios, já considerando todo um conjunto de premissas e políticas energéticas estabelecidas. É, portanto, um instrumento importante para análises de condições operativas futuras, e um balizador para a competitividade das tecnologias no horizonte decenal. A matriz resultante traz diversas informações que permitem levantar pontos relevantes dentro do horizonte decenal e que serão apresentados a seguir.

Percorrendo toda a metodologia de elaboração de expansão da oferta para o horizonte decenal, descrita no item 3.1, a Figura 3-20 apresenta a expansão indicativa para o Cenário de Referência. Este cenário traz um acréscimo total, para o período até 2034, de aproximadamente 55.000 MW, dos quais cerca de 45% da capacidade instalada é composta por fontes renováveis, como PCH, biomassa (incluindo a possibilidade de biocombustíveis líquidos), eólica e solar, neste caso considerando-se apenas a parcela centralizada.

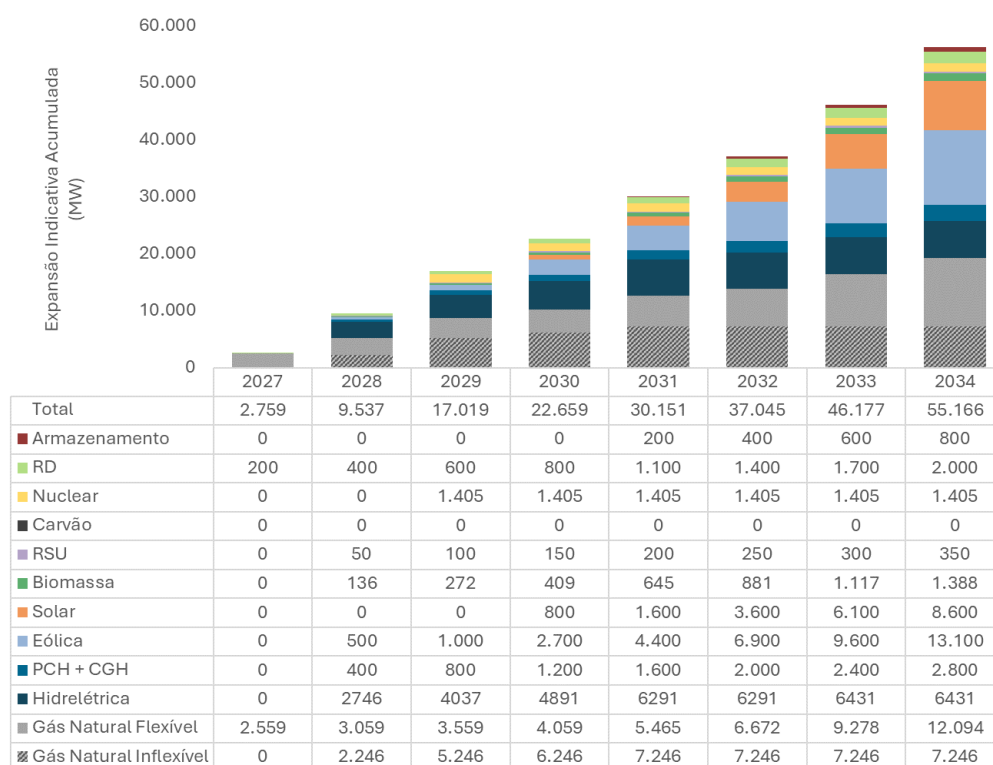
Dentre as fontes não renováveis, as termelétricas à gás natural apresentam duas modalidades na expansão no horizonte decenal, que somam mais de 30% da capacidade de expansão indicativa de oferta centralizada no SIN. Uma delas é a modalidade com inflexibilidade contratual de geração, que foi considerada como obrigatória, para atender a premissa da Lei nº 14.182, descrita na seção 3.5, com 7.246 MW a serem contratados no horizonte decenal. A outra

modalidade que compõe a expansão indicativa³¹ é a com operação totalmente flexível (sem obrigação de despacho mínimo), com 11.000 MW, cujos atributos são compatíveis com os requisitos demandados pelo sistema no futuro, especialmente de potência.

Também com o objetivo de agregar potência ao sistema, algumas tecnologias foram selecionadas pelo MDI para compor a expansão ótima do Cenário de Referência. A repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas se mostra competitiva acrescentando 6.300 MW de capacidade. Também deve ser mencionada a resposta da demanda, com 2.000 MW, consolidando mensagens já levantadas em planos anteriores. Reafirmando os pontos positivos nos programas já realizados, é importante manter a constante busca por aprimoramentos e trazer segurança regulatória de modo a viabilizar a participação de mais consumidores neste mecanismo.

E como uma novidade vislumbrada no PDE 2034, pela primeira vez a tecnologia de armazenamento é competitiva e compõe a expansão indicativa no horizonte decenal. No caso deste ciclo a opção escolhida pelo MDI foi de armazenamento em bateria, com a perspectiva de 800 MW instalados, compondo a expansão do Cenário de Referência. Esta opção se mostra coerente para o aproveitamento da energia proveniente de fontes renováveis que não é absorvida pelo sistema nos momentos de baixa carga e pode ser utilizada para recarga do armazenamento. Em seguida, em momentos de elevada demanda e maiores custos marginais, pode gerar essa energia e atender as necessidades de potência do sistema, usualmente concentradas em poucas horas do dia.

³¹ A expansão indicativa inclui a possibilidade de *retrofit* de usinas retiradas de operação, conforme descrito no item 3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2034. Os montantes associados a oferta de usinas *retrofit* consideram apenas usinas a gás natural oriundas de CCEAR ou PPT e usinas a carvão com benefícios da CDE na sua composição. Este montante não busca estabelecer quais usinas devem ou não passar por modernização, uma vez que essa decisão fica a cargo dos agentes termelétricos, mas sim destacar o potencial de aproveitamento do parque existente, que pode se tornar uma expansão competitiva frente a construção de novos ativos. A indicação ou não das usinas de *retrofit* no MDI leva em conta os custos variáveis, eficiência térmica e custos de modernização de cada usina, não significando que a expansão ocorrerá necessariamente nesses montantes ou nas regiões associadas.

Figura 3-20 - Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

(1) A expansão indicativa em 2027 acumula eventuais decisões do MDI pela manutenção de termelétricas existentes que findam seus contratos antes dessa data.

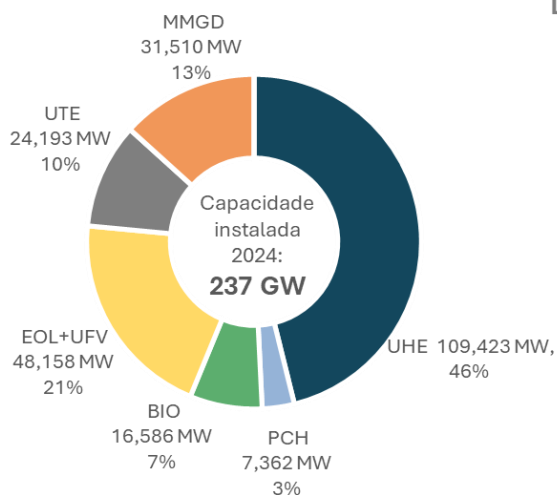
(2) Biomassa inclui biogás.

O Cenário de Referência é composto pela modernização e ampliação de usinas hidrelétricas, que também fazem o importante papel de atendimento do requisito de potência. Além da ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente, a expansão conta, adicionalmente, com uma nova usina hidrelétrica no horizonte decenal, a UHE Telêmaco Borba, em 2033 no subsistema Sul. Essa região tem se configurado como majoritariamente importadora de energia, portanto a viabilização desta UHE vem como uma opção renovável para ampliação da oferta de energia na região. A UHE Bem Querer que, pela sua complementariedade em relação ao regime hidrológico das outras bacias do SIN, agrega energia e potência quando os demais reservatórios esvaziam, e que integrava a expansão nos últimos PDE, desta vez não foi selecionada pelo modelo de otimização no horizonte decenal. Cabe destacar, entretanto, que a UHE Bem Querer foi selecionada pelo MDI para entrada no ano de 2035, mostrando que o eventual deslocamento temporal não reduz a relevância desse empreendimento para o SIN. Portanto, acompanhar a evolução do sistema e o valor da geração hidrelétrica para essa nova configuração deve continuar como uma tônica. Maiores detalhes são informados no Anexo I - 3 e no Anexo I - 4.

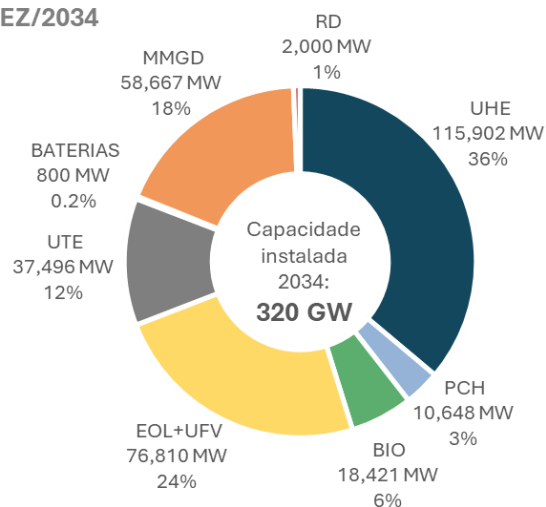
A Figura 3-21 apresenta a configuração deste cenário para o início e final do horizonte decenal, incluindo micro e minigeração distribuída. Pode ser observado que a oferta termelétrica corresponde a cerca de 12% da capacidade instalada total em 2034, esse percentual compreende o acréscimo no Cenário de Referência de 8.000 MW de expansão compulsória de termelétricas a gás natural inflexíveis, além de aproximadamente 11.000 MW de usinas sem níveis mínimos de inflexibilidade contratual de geração.

Figura 3-21 - Configuração do Cenário de Referência do PDE 2034 em 2024 e 2034

DEZ/2024

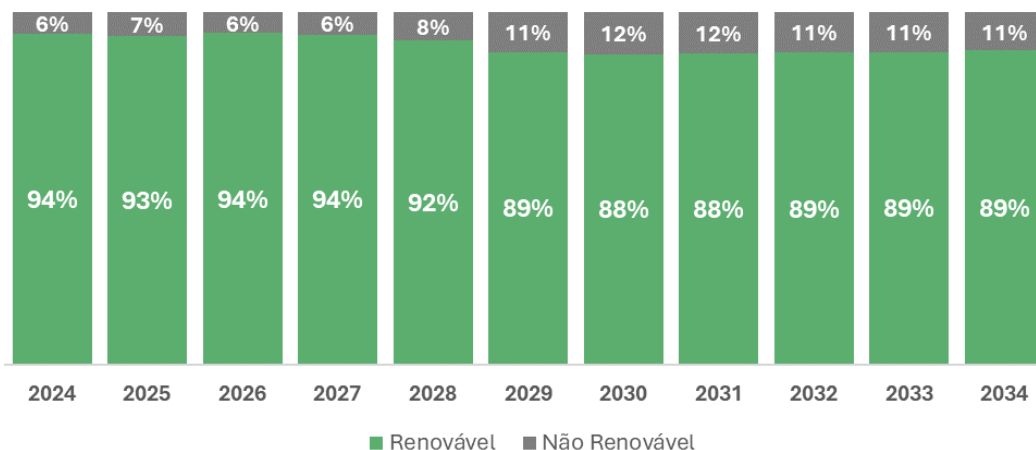


DEZ/2034



Fonte: Elaboração EPE.

Ainda que ocorra quase uma duplicação do parque termelétrico de 2024 a 2034, sob o ponto de vista de geração de eletricidade a oferta de energia elétrica se mantém com forte renovabilidade, conforme observado na Figura 3-22. Durante todos os anos do estudo, a geração de eletricidade é, aproximadamente, 90% realizada a partir de fontes renováveis, considerando a média dos cenários hidrológicos futuros.

Figura 3-22 – Percentual de renovabilidade da geração de energia elétrica do SIN – Cenário de Referência

Fonte: Elaboração EPE.

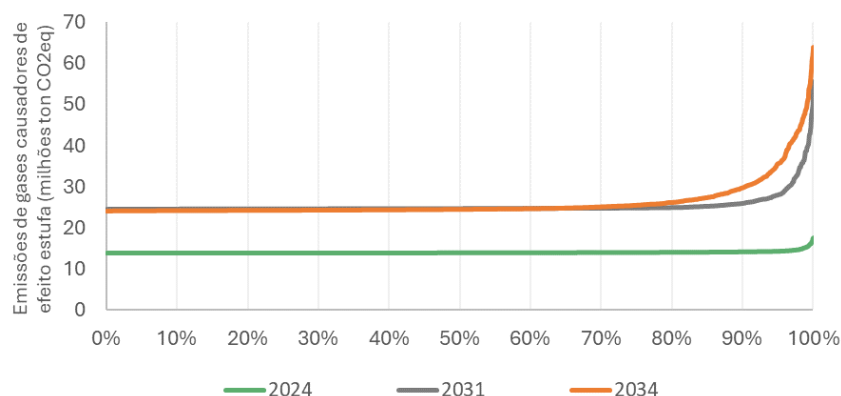
Cabe ressaltar que, para as análises de emissão de gases causadores do efeito estufa, o que é contabilizado é a geração prevista propriamente, e não a capacidade instalada. Pois uma usina, como no caso das termelétricas flexíveis, pode ser instalada, mas despachar apenas em curtos intervalos de tempo, ao longo do mês ou do ano. Para a expansão do Cenário de Referência, com a simulação de 2000 cenários hidrológicos, tem-se diferentes possibilidades para atendimento da demanda, uma para cada cenário. Dentre essas opções, nos casos de cenários de baixas vazões afluentes, tende a ocorrer o aumento da geração termelétrica em relação a cenários de aflúncias médias ou elevadas. Ou seja, considerando a incerteza sobre as condições hidrológicas futuras, existe também uma variabilidade sobre as possíveis emissões. A Figura 3-23 apresenta a permanência das emissões para os anos 2024³², 2031 e 2034. De modo geral, para os anos citados, há uma significativa estabilidade da expectativa de emissões. Para 2024, em mais de 95% dos cenários as emissões simuladas para o ano são cerca de 14 milhões de toneladas de CO₂eq. Já para 2034, há uma probabilidade de cerca de 65% dos cenários das emissões serem da ordem de 24 milhões de toneladas de CO₂eq, porém podendo chegar a valores mais elevados conforme a situação hidrológica.

O aumento da geração termelétrica e, consequentemente, das emissões ao longo do horizonte decenal não tem como única causa o regime de vazões, mas também a instalação de termelétricas inflexíveis. Estas usinas têm geração obrigatória, inclusive nos cenários de vazões favoráveis. Por isto se observa na Figura 3-23 o salto nas emissões entre o início e final do horizonte. Ao se comparar as curvas de 2031 a 2034, não há variação neste nível médio, pois nestes anos finais do estudo não está prevista a instalação de novas usinas termelétricas inflexíveis.

³² Considerando os resultados da simulação com o modelo de operação Newave, e não dados realizados.

Ao se observar as três curvas, percebe-se que, com o passar dos anos, cada vez há menor probabilidade de as emissões anuais se manterem estáveis. Ou seja, há mais cenários com uma inclinação ascendente da curva. Isto significa que há uma tendência de os valores de emissões anuais serem cada vez mais dependentes do regime hidrológico, pois situações de baixa hidrologia tenderão a impactar no aumento das emissões de gases causadores de efeito estufa.

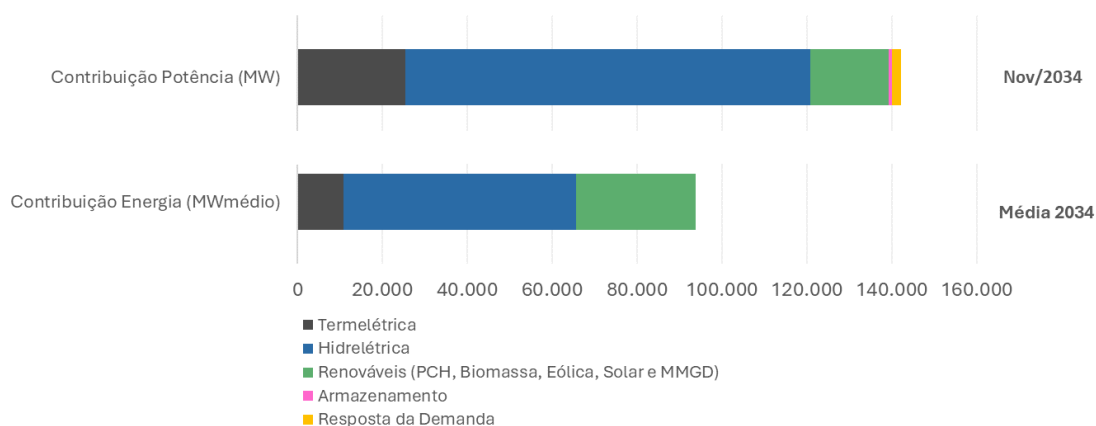
Figura 3-23 – Probabilidade de emissões de gases causadores de efeito estufa



Fonte: Elaboração EPE.

Na configuração esperada do SIN em 2034, considerando a expansão do Cenário de Referência, cada tecnologia tem suas respectivas contribuições para o atendimento dos requisitos sistêmicos, de energia e potência. Como ilustrado na Figura 3-24, na qual estão as contribuições de energia média para o ano de 2034 e a contribuição de potência para este mesmo ano, porém especificamente em novembro, mês de elevado requisito de capacidade. As diferentes contribuições de cada tecnologia deixam evidente as suas especificidades, de modo a garantir, ao menor custo total, o atendimento das necessidades de energia e potência do SIN.

Figura 3-24 - Contribuição de energia e potência do sistema em 2034, considerando a expansão indicativa.



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação aos custos marginais de expansão (CME), que são decorrentes do processo de otimização resolvido pelos modelos matemáticos, a Tabela 3-4 os valores de CME de energia e duplo, considerando a expansão de referência. Os investimentos realizados no horizonte decenal são apresentados no Anexo I - 5.

Tabela 3-4 – Custo Marginal de Expansão (CME) do PDE 2034

CME - Expansão de Referência	Valor médio de 2030 a 2034 (R\$/MWh)
Custo Marginal de Expansão (CME _{energia}), restrição de energia	68,70
Custo Marginal de Expansão (CME _{duplo}), restrição de energia e capacidade	161,80

Fonte: Elaboração EPE.

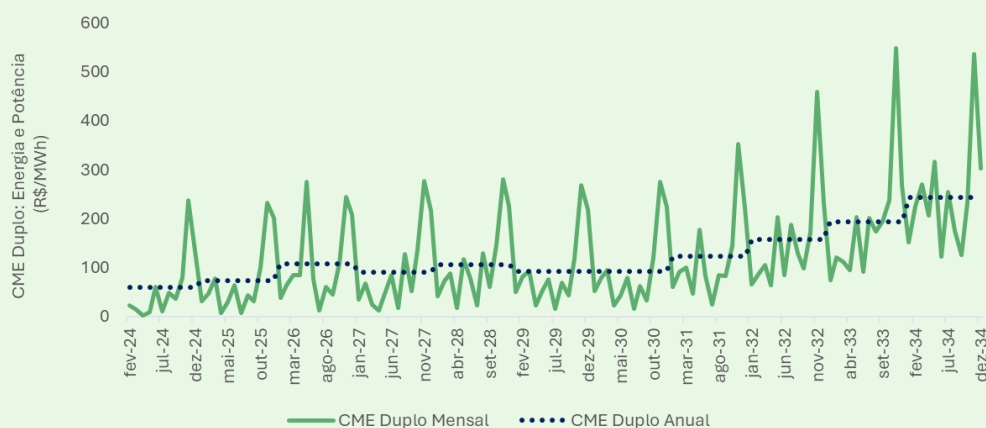
Box 3.2

A mudança das características da matriz elétrica e os impactos no CME

O custo marginal de expansão é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia em um problema de expansão, que tem como objetivo otimizar a evolução do parque gerador. Tal otimização pode se dar por diversas fundamentações. O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) da EPE, baseado em (Gandelman, 2015), utiliza a minimização do valor esperado do custo total de expansão, que é composto pelo custo de operação somado ao custo de investimento. O MDI resolve um problema de otimização através de programação linear inteira mista, com a função objetivo possuindo duas parcelas, cuja soma deverá ser minimizada: operação e investimento. Tal objetivo deve respeitar diversas restrições, como: atendimento energético, atendimento de capacidade, investimento, disponibilidade de fontes e projetos e representação do sistema.

O parque gerador brasileiro é composto, majoritariamente, de fontes renováveis de energia, com boa parte variável e com forte sazonalidade de produção, devido a variabilidade do recurso primário. Além disso, nos últimos anos houve grande aumento da participação de geração distribuída, promovendo, de forma mais enfática, a variação intra-anual da oferta de energia, tanto centralizada quanto distribuída, e por consequência do custo marginal da expansão. Portanto, apresentar apenas o valor anual do custo marginal de expansão não evidencia as possíveis variações intra-anuais deste parâmetro. Este formato de apresentação pode não ser suficiente o bastante para mostrar a variabilidade do custo das fontes de energia que compõe o SIN, diante das transformações ocorridas na matriz elétrica, em especial na última década.

Como pode ser visto na figura 3-25 há forte variação do CME ao longo dos meses do ano, decorrente da forte variabilidade da geração e dos momentos em que há necessidade da realização da expansão. Ou seja, neste momento há maior dificuldade no atendimento à carga e os critérios de suprimento adotados pelo CNPE podem ser violados, sendo necessária a expansão do sistema. Portanto, a expansão é baseada pelo alto custo nesses meses e/ou atendimento aos critérios de suprimento em base mensal, com a expansão podendo ocorrer, no limite, para atender um mês específico. Deste modo, nos outros meses, isto pode acarretar em situações de sobre oferta de geração - representados pelos baixos valores do CME.

Box 3.2**A mudança das características da matriz elétrica e os impactos no CME****Figura 3-25 - CMEs calculados em base anual e mensal**

Fonte: Elaboração EPE.

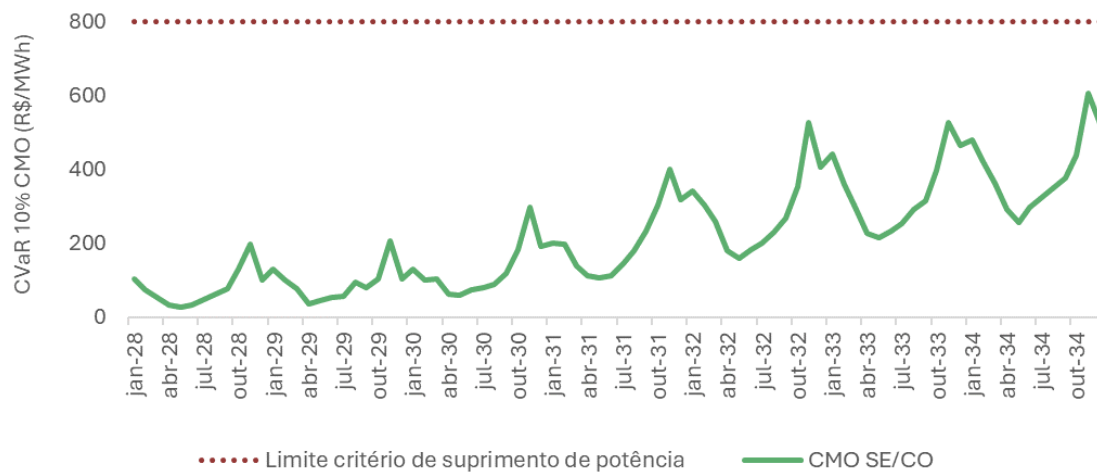
Realizando o cálculo do CME em cada mês do horizonte do estudo para o parque de geração do Cenário de Referência é possível observar forte variação, sendo novembro o mês com maiores valores do CME. De janeiro a agosto, o custo marginal segue com valores baixos, principalmente no início do período decenal.

Este resultado fortalece o entendimento que com as mudanças ocorridas no mix de geração do Brasil nos últimos anos, com maior participação de fontes variáveis e crescimento da geração distribuída, observar apenas o CME calculado anualmente não sinalizaria adequadamente a atual necessidade de expansão do SIN, nem seria suficiente para dar sinais de preço ao mercado. Também reforça o entendimento de que o requisito do sistema, em termos de energia e potência, devem apresentar uma granularidade não apenas anual, como apresentado no estudo “Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade”, onde é indicada a importância de maior discretização das fontes renováveis nos estudos energéticos.

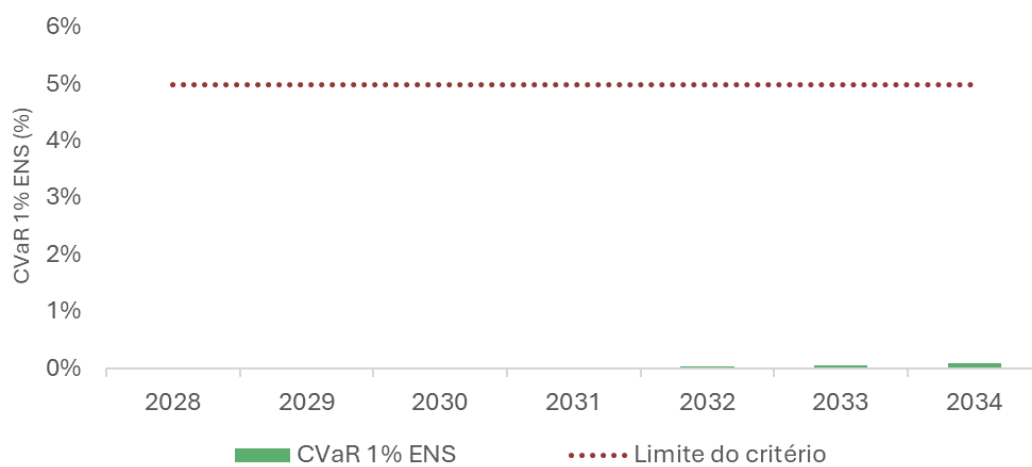
Portanto, a expansão de menor custo total para o horizonte decenal, e que garante a segurança do sistema em todos os meses, deve fazer o melhor aproveitamento dos diferentes perfis de tecnologias. Isso pode levar a instalação de uma maior quantidade de geração em alguns meses do ano de acordo com o parque existente no cenário base. Ou seja, com mais tecnologias variáveis no sistema as necessidades tendem a variar ao longo do ano, fazendo com que a expansão para os momentos de escassez possa trazer mais oferta em outros meses – que, no limite, pode ser de grande monta em alguns períodos – e deste modo levando a uma oscilação de valores de CME e CMO ao longo do ano.

3.6.1 Atendimento aos Critérios de Segurança do Sistema

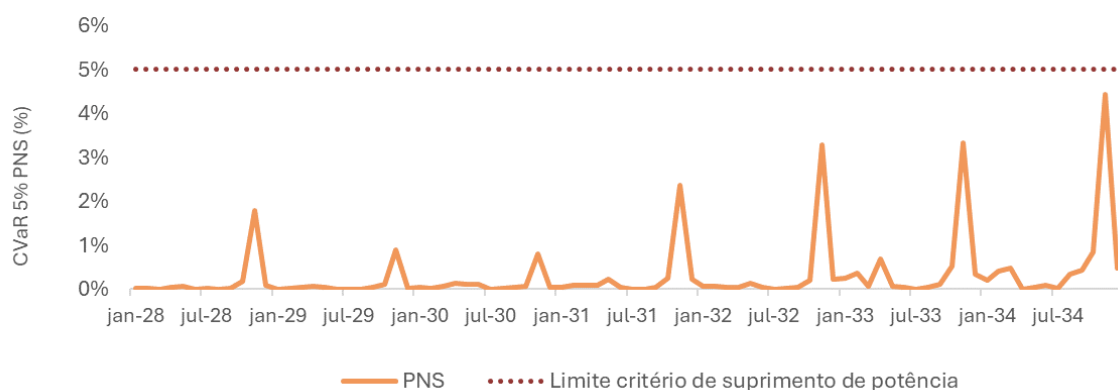
Com base nestas informações sobre a evolução do parque de geração do SIN no Cenário de Referência, os critérios de suprimento são aferidos, como demonstram as Figura 3-26 e Figura 3-27, para a energia, e a Figura 3-28 e Figura 3-29 para a potência.

Figura 3-26 - Critério de Suprimento de Energia: CVaR 10% CMO

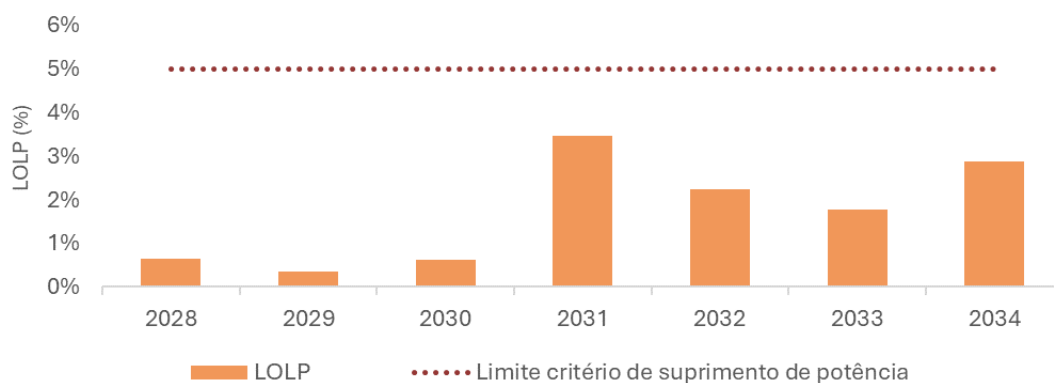
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-27 - Critério de Suprimento de Energia: CVaR 1% ENS

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-28 - Critério de Suprimento de Potência: CVaR 5% PNS

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-29 - Critério de Suprimento de Potência: LOLP

Fonte: Elaboração EPE.

Além de avaliar o atendimento aos critérios de suprimento, os estudos do planejamento também consideram outros parâmetros que permitam dizer se a composição das fontes de geração dentro do horizonte decenal leva a um atendimento seguro. Para esse objetivo, é possível estimar em quais cenários e em que montante ocorre o uso da reserva operativa do SIN. Considerando a expansão de tecnologias renováveis variáveis, principalmente eólica e solar fotovoltaica, monitorar o correto dimensionamento da reserva operativa, além de avanços nas quantificações quanto a flexibilidade deste sistema, crescem em importância.

Dentre os cenários que contabilizam para a LOLP e potência não suprida do SIN, apresentados nas Figura 3-28 e Figura 3-29, constam tanto situações de uso da reserva operativa como de corte de carga. Dessa maneira, a Figura 3-30 separa essas duas situações, apresentando o percentual de séries simuladas nas quais foi necessária a utilização de qualquer nível de reserva operativa (barras em azul) para o atendimento do balanço de potência do SIN e o percentual das séries simuladas que indicaram insuficiência de capacidade (barras em vermelho). Na Figura 3-30, os riscos de insuficiência de oferta de potência, quando há corte de carga e não apenas uso da reserva operativa, são inferiores a 1% do total de séries simuladas para o sistema elétrico de

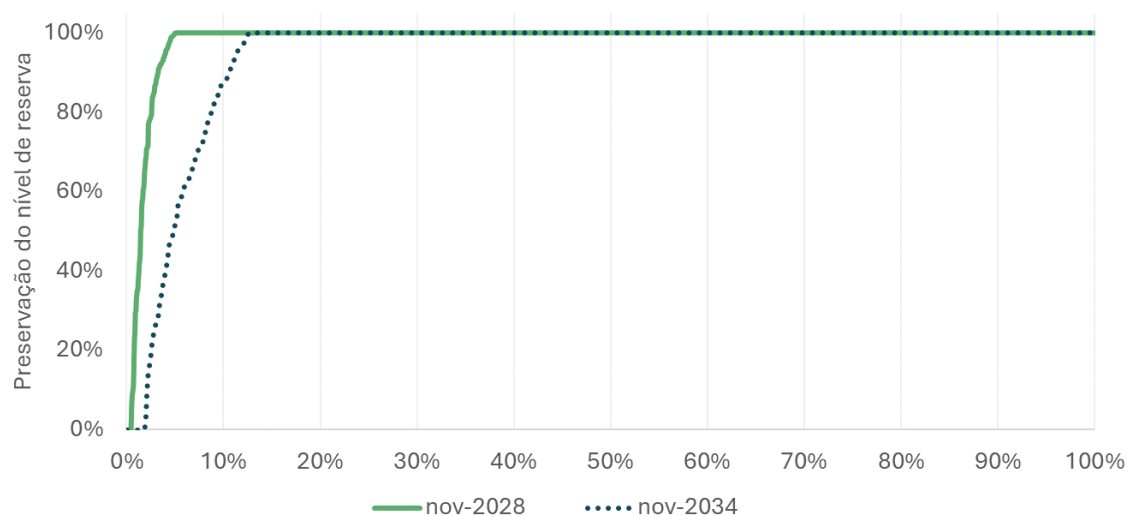
despacho centralizado para os anos de 2028 e 2034, sendo o maior percentual de aproximadamente 0,2% referente ao ano de 2034 (em vermelho). Ademais, em termos de séries com utilização da reserva operativa, 3,4% foi o maior risco calculado e refere-se ao ano de 2031 (em azul). Destaca-se que, para todos os anos do horizonte de estudo, os riscos associados ao uso de qualquer nível de reserva operativa e de potência não suprida são inferiores a 5% do total de séries simuladas (limite do critério). Importante pontuar que a capacidade instalada renovável tem as seguintes participações no SIN em 2034: 41% UHE, 25% eólica e solar centralizadas, 16% de MMGD (predominantemente UFV) e 6% de Biomassa.

Figura 3-30 – Detalhamento dos cenários que compõe o risco de déficit de potência do PDE



Fonte: Elaboração EPE.

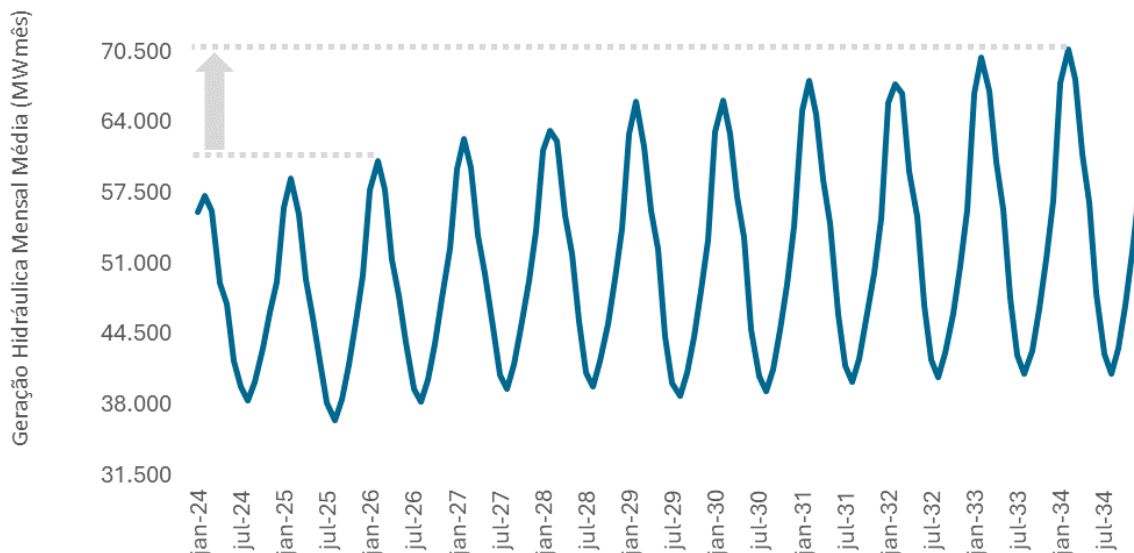
A Figura 3-31 indica, para 2.000 séries simuladas, para o mês de novembro de dois anos do horizonte decenal, 2028 e 2034, a comparação da preservação do nível de reserva operativa do SIN. Nota-se que a manutenção da totalidade da reserva do SIN, ou seja, o nível de reserva permanece igual a 100% (eixo y) na condição operativa simulada para: aproximadamente 95% e 87% do total de séries calculadas para novembro de 2028 e 2034, respectivamente. E, caso seja selecionado um percentual equivalente a 5% (eixo x) das séries com menor preservação de reserva operativa do SIN, o ano de 2028 indica manutenção de 98% (eixo y) do nível total de reserva operativa calculada para este ano, enquanto no ano de 2034 a manutenção é de aproximadamente 50% (eixo y) do nível total de reserva operativa planejada.

Figura 3-31 – Avaliação probabilística para o uso de reserva operativa do SIN

Fonte: Elaboração EPE.

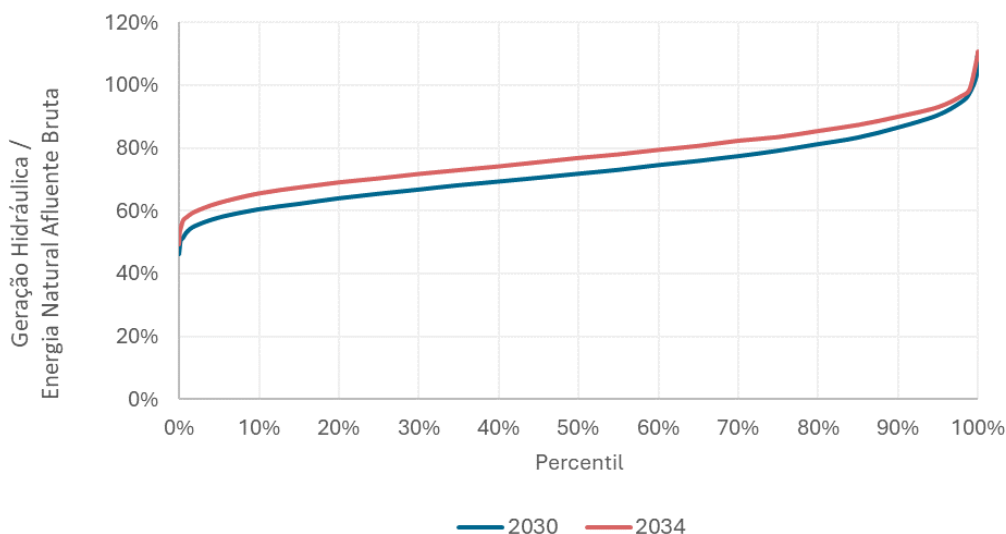
3.7 Operação das hidrelétricas no horizonte Decenal

No horizonte do PDE 2034 as projeções de operação e armazenamento dos reservatórios do parque hidrelétrico brasileiro indicam um crescimento contínuo da Geração Hidrelétrica Total média do SIN, como apresentado na Figura 3-32. Dado que a expansão do sistema, no que se refere a hidrelétricas, incorpora majoritariamente ampliações em usinas existentes, as quais não acrescentam montantes relevantes de garantia física, e apenas uma única usina hidrelétrica (Telêmaco Borba, de 118 MW), deve-se rastrear os elementos que poderão levar ao crescimento dos níveis de produção ao longo dos anos.

Figura 3-32 - Geração Hidrelétrica total média do SIN

Fonte: Elaboração EPE.

Do ponto de vista sistêmico, o que se observa na Figura 3-33 - é que a configuração de expansão projetada para 2034 conduziria ao melhor aproveitamento da Energia Natural Afluente Bruta, quando se compara ao ano de 2030. A pequena fração superior a 100% da relação da geração hidráulica do SIN e da Energia Natural Afluente, mostrada neste gráfico, refere-se aos meses em que a geração provém do esvaziamento dos reservatórios de acumulação.

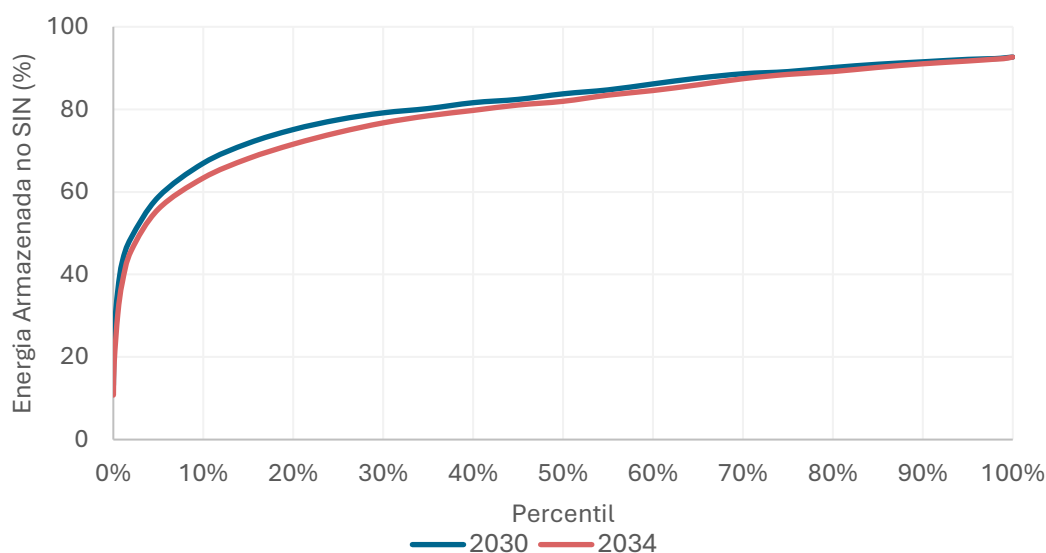
Figura 3-33 - Taxa de conversão da Energia Afluente Bruta em geração hidráulica

Fonte: Elaboração EPE.

Na busca pelas prováveis razões do incremento da eficiência produtiva da geração hidrelétrica total, foram analisados os comportamentos do armazenamento e dos vertimentos nos anos 2030

e 2034. A distribuição da permanência da energia armazenada mensalmente nos reservatórios do SIN, nos anos 2030 e 2034, em percentual da energia armazenável máxima, pode ser vista na Figura 3-34. A linha do ano 2034 está levemente deslocada para direita e para baixo em relação à linha de 2030, indicando uma possível, ainda que sutil, redução da energia armazenada total do SIN. Da análise, que não foi exaustiva, uma das hipóteses levantadas é que a otimização operativa do modelo computacional pode levar o SIN a operar com reservatórios em níveis menores. Por haver aumento da oferta de geração solar, eólica e termelétrica inflexível, depreende-se que o modelo computacional que guia o despacho de médio prazo pode levar a perspectiva de maior garantia de segurança de suprimento energético no período seco, em função da oferta das demais fontes, ainda que com carga crescente. Essa oferta conjugada ao recurso hidráulico, encontra um novo equilíbrio operativo que se reflete no uso crescente e mais eficiente da geração hidráulica.

Figura 3-34 - Distribuição da Energia Armazenada no SIN para o Cenário de Referência

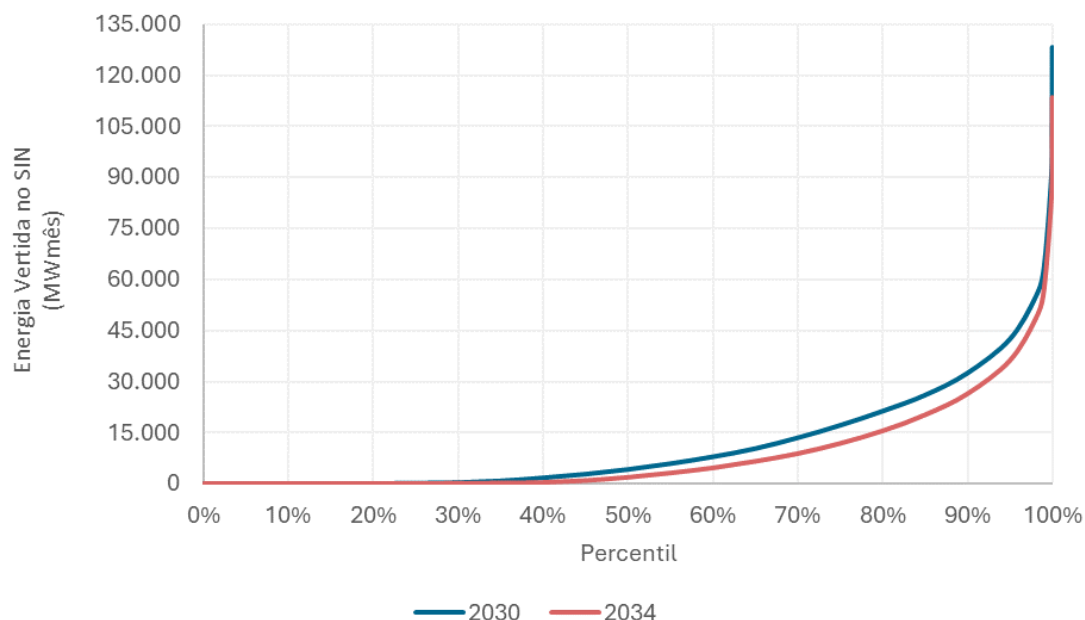


Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-35 traz a distribuição da Energia Vertida, onde se observa o deslocamento da linha de 2034 para baixo e para direita em relação à de 2030. A projeção implica em redução de vertimentos. Como o volume de água que chega em um reservatório deve ser turbinado, armazenado, vertido, captado, infiltrado ou evaporado (sendo as três últimas possibilidades não significativas) uma hipótese mais crível seria a de que a maior parte do volume de água estaria sendo armazenada. Porém a Figura 3-35 mostrou um resultado contrário. Assim, é de se considerar que ao trabalharem em níveis mais baixos os reservatórios ampliam sua capacidade de absorver e amortecer as cheias, resultando em menor quantidade de energia vertida. O modelo, portanto, mostra que sob a ótica da otimização energética é possível atingir o equilíbrio do sistema com redução de vertimentos, menor nível médio de armazenamento e aumento da geração hidrelétrica total. Por outro lado, ao se trabalhar com níveis de armazenamento mais baixos é de pressupor que, caso ocorram situações de hidrologia desfavorável, o sistema vivenciaria maiores riscos. Identificada a possibilidade, uma análise adicional nesse tópico deve ser feita. Nas caudas das distribuições, seja para 2030 ou 2034, as permanências são próximas,

o que sugere uma operação similar. Salienta-se que estudos específicos de atendimento energético devem ser conduzidos, na linha da discussão que será apresentada na seção 3.8.

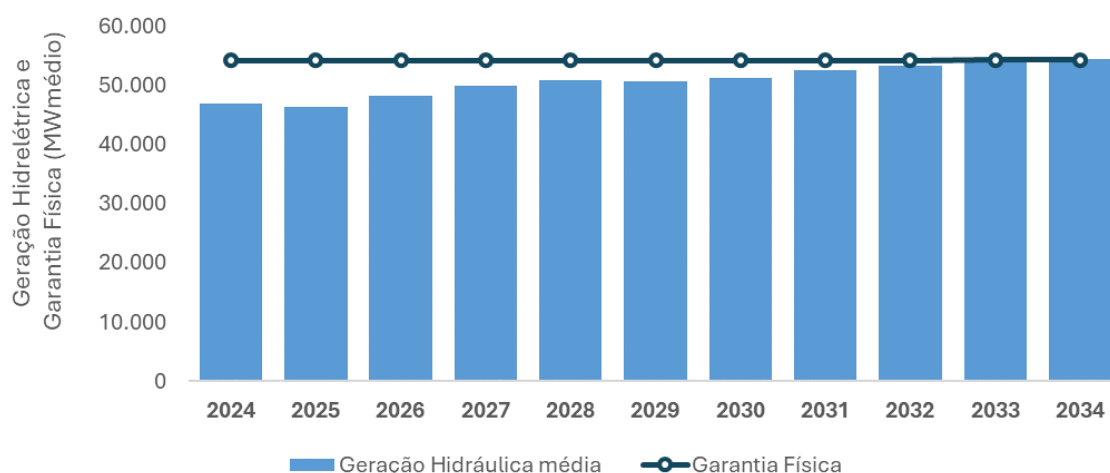
Figura 3-35 – Distribuição da energia vertida do SIN (MWmês)



Fonte: Elaboração EPE.

Por fim, com o aumento esperado da geração hidráulica considerando apenas os resultados do modelo de operação Newave, a Figura 3-36 compara os valores médios anuais de geração com a garantia física vigente das usinas existentes. Percebe-se que, em todo horizonte, a expectativa de geração das UHE está abaixo da Garantia Física total do SIN, mesmo com o aumento de geração vislumbrado neste cenário. Adicionalmente, considerando as mudanças na composição da matriz e a necessidade de discussão sobre os riscos associados a operação com níveis de armazenamento mais baixos, há de se avaliar se as UHE não irão aumentar seu papel de “balanceadora sistêmica”. Com as incertezas acerca dos possíveis impactos das mudanças climáticas tanto nos recursos naturais como no consumo de energia, o estoque dos reservatórios representa uma importante segurança energética, além de permitir atender serviços como de rampas, confiabilidade no suprimento de potência, entre outros serviços energéticos e ancilares.

A otimização do armazenamento apenas focado no menor custo energético pode implicar em níveis mais baixos de queda líquida e oferta de potência e flexibilidade para o provimento das reservas de geração necessárias. Por outro lado, como a produção de energia é a principal fonte de receita dos agentes geradores, toda discussão relacionada a operação dos reservatórios e ao fornecimento energético de forma geral, deve ser atrelada a discussões sobre as remunerações dos serviços demandados pelo SEB. Este PDE não tem o objetivo de esgotar a questão, mas de jogar luz sobre esse debate, que terá importância cada vez maior nos próximos anos.

Figura 3-36 - Geração Hidrelétrica total média do SIN e Garantia Física

Fonte: Elaboração EPE.

3.8 Resiliência no Sistema Elétrico Brasileiro: A expansão está adequada para cenários hidrológicos extremos?

Uma grande dúvida que surge após a concretização de um plano de expansão da oferta para o horizonte decenal é se este plano é resiliente para suportar cenários hidrológicos críticos, especialmente como aqueles já vivenciados em anos anteriores. Essa preocupação é compartilhada tanto pelo planejador quanto pelo operador do sistema, e que tem repercussões diretas para toda a sociedade, particularmente quando essas situações adversas se concretizam³³.

Para avaliar essa questão no âmbito do PDE 2034, considerou-se o cenário hidrológico crítico ocorrido recentemente. Em 2021, o SIN vivenciou as piores afluências registradas em 91 anos de base histórica³⁴. Nessa análise será avaliado como o sistema pode se comportar caso, no ano de 2030, essa afluência se repita considerando a oferta planejada até esse ano. A escolha de 2030 se deu por ser um ano intermediário do horizonte de estudo deste plano, quando parte da oferta indicativa do cenário de referência já pode ter se viabilizado. Destaca-se que, neste exercício, serão abordadas medidas operativas apenas pelo lado da oferta e que, embora não seja abordada a adoção de ações ligadas à demanda, a oferta indicativa deste PDE já considera e indica montantes de Resposta da Demanda para atendimento de requisitos de potência³⁵.

A Figura 3-37 apresenta a distribuição de permanência da Energia Natural Afluente Bruta (ENA Bruta) média anual das 2.000 séries sintéticas, utilizadas pelo modelo de operação Newave para

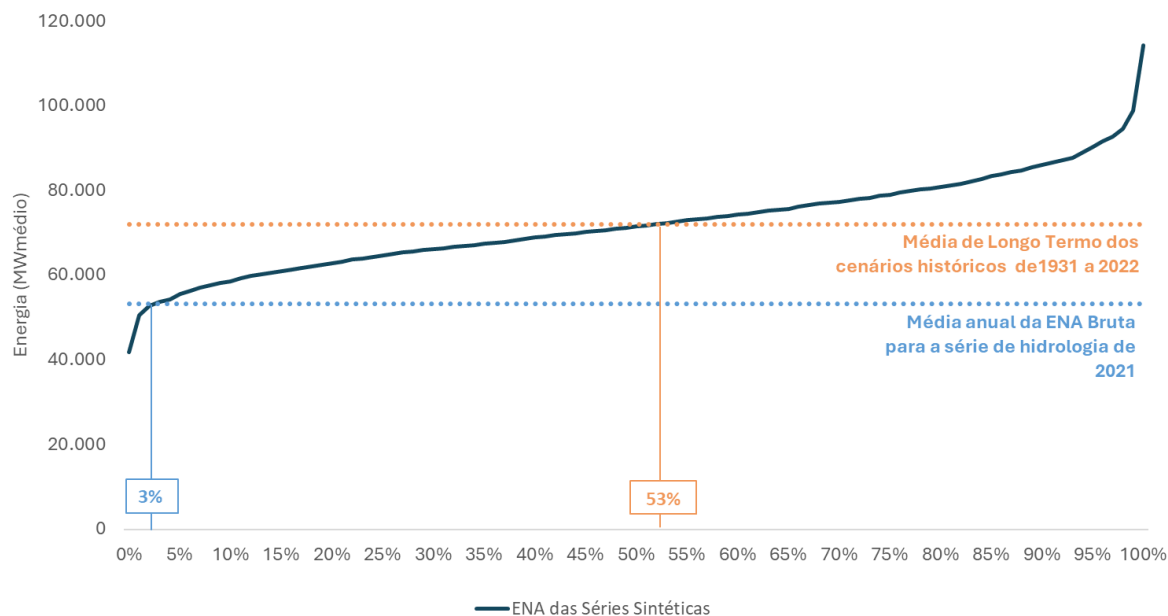
³³ Por exemplo, Maurer et al. (2024) discutiram recentemente a questão em: Instituto E+ Transição Energética (2024). As crises de energia no Brasil: reflexões para um gerenciamento efetivo. Relatório Resumo. Rio de Janeiro/RJ. Brasil

³⁴ NOTA TÉCNICA EPE/DEE- DEA/001/2023-R0 - Escassez Hídrica em 2021.

³⁵ Para o ano escolhido de 2030 a RD indicativa é de 800 MW.

o ano de 2030 (do Cenário de Referência), a média anual da ENA Bruta para a série de 2021 e a Média de Longo Termo (MLT) dos cenários históricos (1931 a 2022).

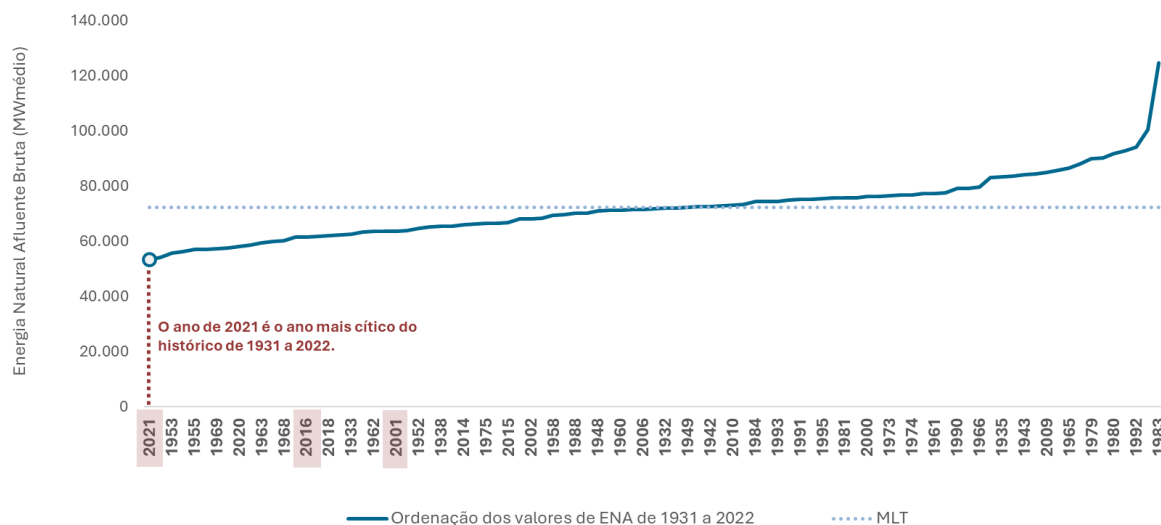
Figura 3-37 - Comparação entre distribuição de ENA Bruta sintética, ENA de 2021 e MLT



Fonte: Elaboração EPE.

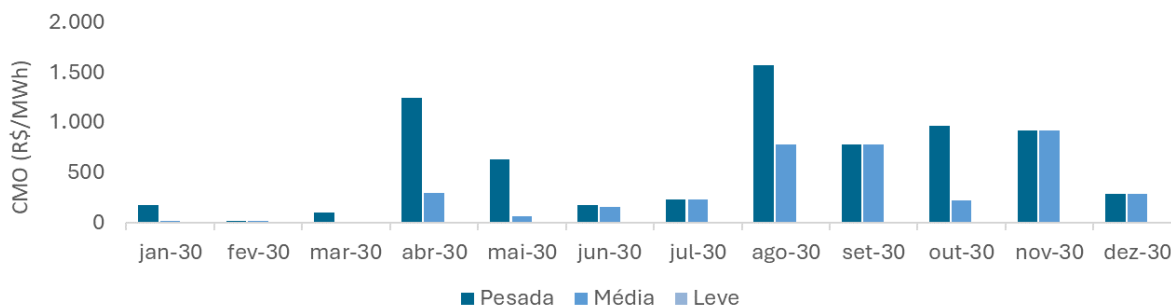
Observa-se que os cenários sintéticos englobam uma grande faixa de cenários hidrológicos, variando desde 58% da MLT, no pior cenário, até 158% da MLT no melhor cenário. A MLT histórica corta a curva de permanência dos cenários hidrológicos sintéticos no percentil 53%. Ou seja, em termos médios anuais, 53% das séries de ENA Bruta simuladas neste PDE estão abaixo da MLT histórica. O cenário hidrológico de 2021 representa 74% da MLT, localizando-se no percentil 3% das séries sintéticas. Ou seja, ele está entre as 60 séries mais críticas das 2.000 simuladas, o que reforça o fato de que, no planejamento da expansão da oferta, que metodologicamente busca minimizar o custo de expansão mais o custo de operação, são considerados cenários mais críticos do que os registros históricos, incluindo o evento de 2021.

Considerando os 91 anos de registros históricos, na Figura 3-38 observa-se a distribuição da ENA Bruta média anual histórica simulada para o Cenário de Referência no ano de 2030. Reforça-se que o ano de 2021 é o ano mais crítico da base histórica, tendo uma hidrologia inferior aos anos de 2001 e 2016, anos em que também foram vivenciadas situações de hidrologia adversa.

Figura 3-38 – Distribuição da ENA Bruta média anual histórica (1931-2022)

Fonte: Elaboração EPE.

Ao simular a hidrologia de 2021 ocorrendo no ano de 2030, com a oferta planejada para este ano, observou-se que o sistema não apresenta déficit de energia. Em outras palavras, em termos energéticos estima-se que o sistema planejado para o ano de 2030, e considerando as metas de geração definidas pelo modelo matemático, seja capaz de suportar a ocorrência da série hidrológica crítica de 2021. Aprofundando essa avaliação, a Figura 3-39 apresenta o CMO ao longo do ano de 2030 para cada patamar de energia de cada mês. Em termos médios, no patamar de carga pesada, tem-se um CMO de R\$ 600/MWh, mas que pode chegar até R\$ 1.600/MWh em um determinado mês. Já o patamar de carga média possui CMO médio no ano de R\$ 320/MWh, podendo chegar a valores de até R\$ 1.000/MWh, enquanto o patamar de carga leve possui CMO nulo. Percebe-se que o patamar de carga pesada é o que apresenta valores mais elevados em relação aos demais, tendo um significativo descolamento nos meses de abril, maio, agosto e outubro. Já no patamar de carga média os valores mais elevados ocorrem nos meses de agosto, setembro e novembro.

Figura 3-39 – Cenário de Referência: CMO dos patamares Pesada, Média e Leve

Fonte: Elaboração EPE.

Embora o sistema planejado para o ano de 2030 seja capaz de suportar a ocorrência da série hidrológica crítica de 2021 sem déficits de energia nos patamares de carga pesada, média e leve, quando se realiza a análise do atendimento da demanda de potência identificam-se déficits de capacidade em todos os subsistemas no mês de novembro. A Figura 3-40 apresenta um déficit em torno de 2,5% da demanda máxima, considerando também a reserva operativa³⁶. Em termos de reserva operativa, este “déficit” representa, na verdade, utilizar 60% da reserva total do SIN naquele momento. Ou seja, nessa situação, pode não haver corte de carga, mas ainda assim levaria a uma operação sem o montante apropriado de reserva e, portanto, mais insegura.

Figura 3-40 - Profundidade do déficit de potência do Cenário de Referência



Fonte: Elaboração EPE.

Até aqui, considerando a simulação do cenário hidrológico de 2021 ocorrendo no ano de 2030 do Cenário de Referência, três pontos merecem destaque. O primeiro deles é que o CMO no patamar de carga leve apresenta valor nulo em todo o ano de 2030. Ou seja, para a otimização do modelo computacional NEWAVE, não seria necessário o despacho de usinas termelétricas flexíveis nesse patamar de carga. O segundo ponto diz respeito ao descolamento do CMO nos demais patamares, em especial na carga pesada, que chega a ter valores próximos ou superiores a R\$ 1.000/MWh em 4 meses do ano. Isso indica que, mesmo considerando apenas o modelo de simulação energética, que não representa detalhadamente o atendimento à capacidade de potência, um sinal de alerta pode ser ligado. Por fim, a análise específica de atendimento de potência evidencia a necessidade de uso da reserva operativa (que nos estudos do PDE são classificados como déficit).

Considerando esses pontos, especialmente os baixos valores de CMO nos primeiros meses do ano, surge a pergunta sobre a viabilidade de alguma medida operativa para evitar o déficit de potência em novembro.

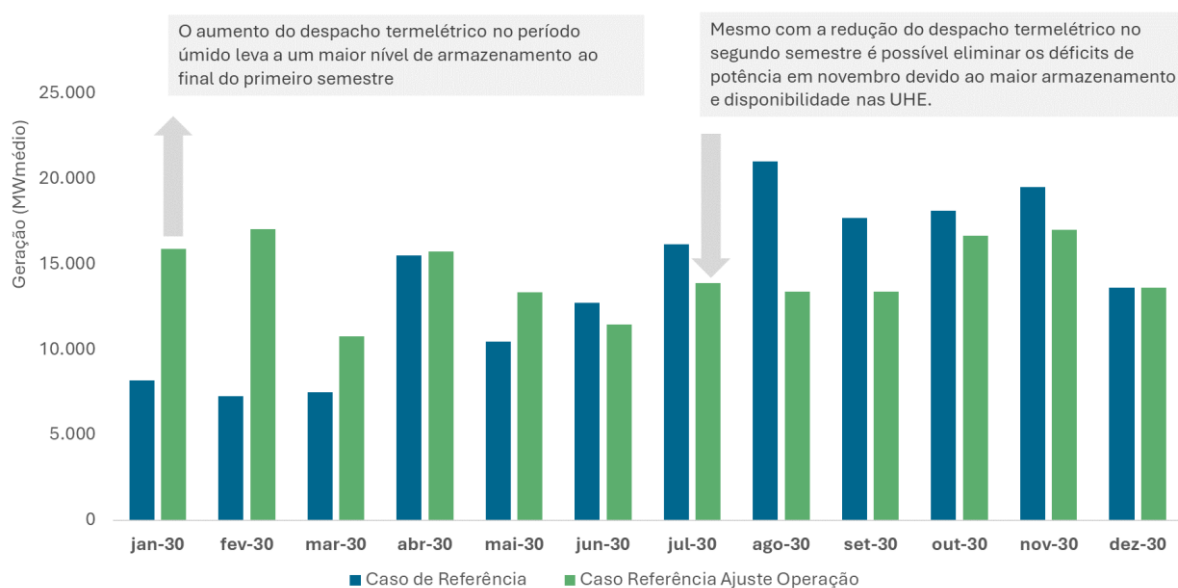
Diante dessa questão, buscou-se uma intervenção operativa focada nesse cenário, visando permitir que o sistema atravessasse a série hidrológica crítica sem a ocorrência dos déficits de

³⁶ Conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, considera-se reserva de 5% da carga, mais 6% e 15% da capacidade instalada de eólica do nordeste e sul respectivamente.

potência em novembro de 2030. Para isso, recorreu-se a antecipação do despacho térmico, de modo que o sistema operasse com níveis de armazenamento superiores aos níveis projetados na simulação do Cenário de Referência, aumentando, assim, a disponibilidade de potência do SIN.

A Figura 3-41 mostra a comparação entre o despacho térmico realizado no Cenário de Referência e o despacho térmico realizado no Cenário de Referência com Ajuste da Operação (Cenário de Referência A. O.)³⁷. Observa-se uma geração térmica maior nos meses de janeiro, fevereiro, março e maio em relação a simulação original, com destaque para os meses de janeiro e fevereiro que tiveram uma geração térmica duas vezes maior.

Figura 3-41 – Despacho Termelétrico em 2030: Cenário de Referência x Cenário de Referência A. O.



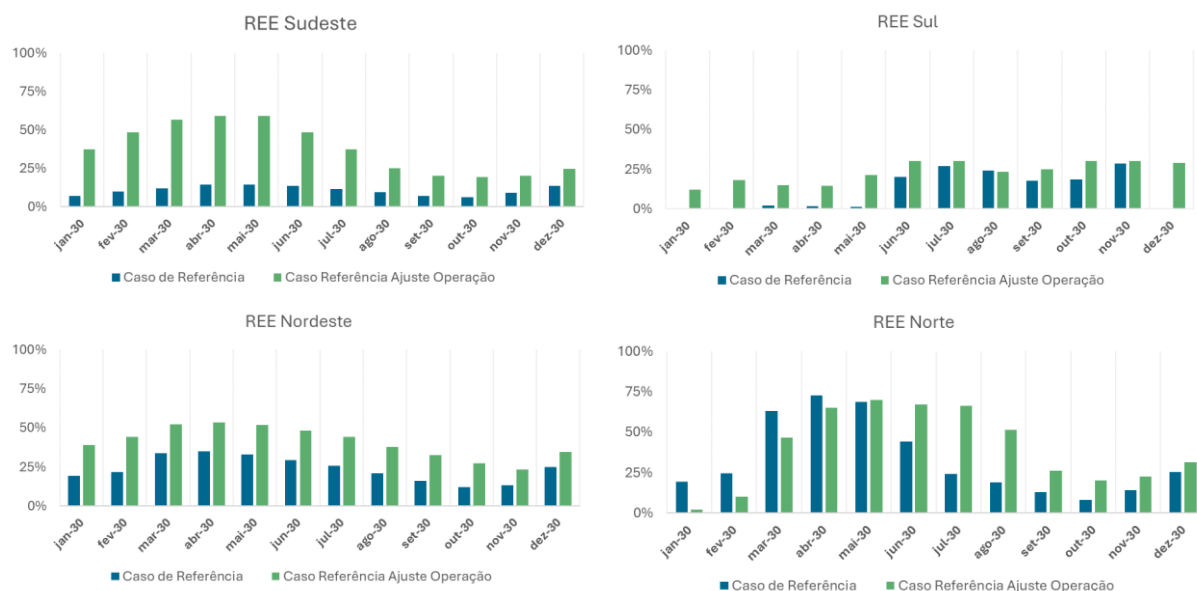
Fonte: Elaboração EPE.

Embora de forma sistêmica essa antecipação de geração térmica tenha agregado uma elevação no armazenamento de 8% em termos médios anuais, em algumas regiões do SIN os resultados foram mais expressivos, revertendo situações na qual o armazenamento no Cenário de Referência estava abaixo de 10%. A Figura 3-42 mostra o comparativo do armazenamento dos REEs que apresentaram as situações mais críticas. Dentre eles, a recuperação do armazenamento no REE Sudeste foi o mais expressivo em termos percentuais de volume, e nos REEs Nordeste e Norte foram os que proporcionaram as maiores contribuições para o aumento

³⁷ Com o objetivo de evitar o déficit de potência em novembro, foi definido um nível mínimo de armazenamento de 70% ao final do mês de maio somente para o ano de 2030 em todos os subsistemas. Para atingir essa meta de armazenamento no final do período úmido, o modelo Newave antecipou o despacho de usinas termelétricas flexíveis a partir de janeiro deste mesmo ano.

da disponibilidade de potência no segundo semestre de 2030, auxiliando deste modo ao atendimento da demanda em momentos de elevada carga líquida.

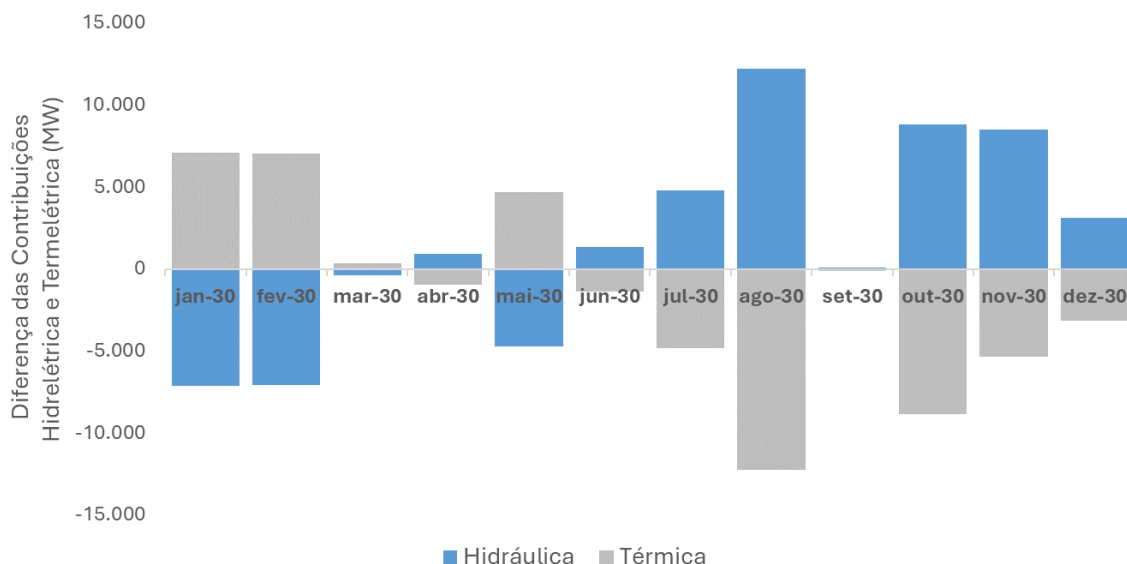
Figura 3-42 - Armazenamento dos REEs Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.



Fonte: Elaboração EPE.

Com a elevação dos níveis de armazenamento nos reservatórios, o sistema aumentou seu nível de disponibilidade de potência e conseguiu eliminar o déficit, ou invasão da reserva operativa, que ocorria em novembro de 2030. A Figura 3-43, mostra a diferença da geração térmica e da geração hidráulica para atendimento da potência entre a simulação original e a sensibilidade com ajuste operativo. Valores positivos significam que o Cenário de Referência A. O. gerou mais que o Cenário de Referência. Observa-se que com o despacho térmico antecipado no primeiro semestre, para o atendimento da potência no cenário com ajuste operativo, utilizou-se uma maior geração térmica no primeiro semestre e uma maior geração hidráulica no segundo semestre.

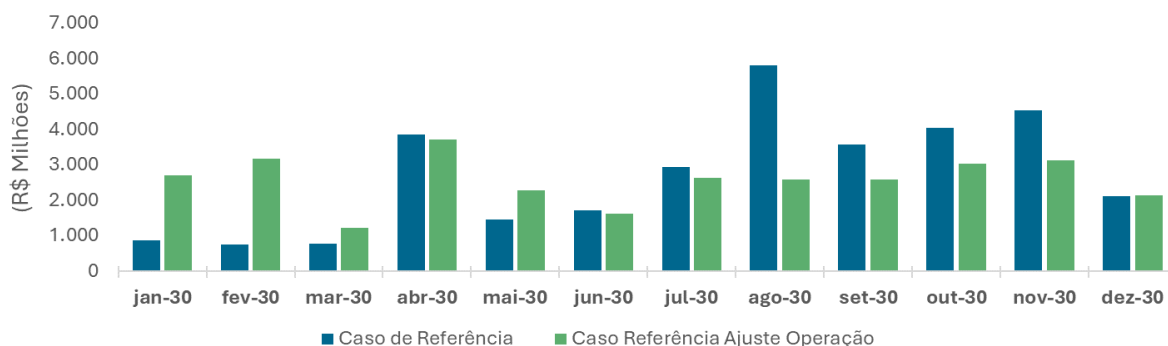
Figura 3-43 – Diferença das Contribuições Térmica e Hidráulica no Balanço de Potência (Caso Referência Ajuste Operativo – Caso de Referência)



Fonte: Elaboração EPE.

Em termos de custos, a Figura 3-44 traz a comparação do Custo de Geração Térmica do Cenário de Referência e do Cenário de Referência com Ajuste Operativo, onde é possível notar a elevação dos custos de geração térmica do Cenário com Ajuste Operativo no primeiro semestre e uma consequente redução dos custos no segundo semestre. Totalizando estes custos ao longo do ano tem-se, para o Cenário de Referência, um custo total de despacho térmico de R\$ 32,6 bilhões e para o Cenário com Ajuste Operativo um custo de R\$ 30,9 bilhões. Esses valores podem ser considerados equivalentes dentro da precisão das simulações de longo prazo. Ou seja, nesse caso, a antecipação do despacho termelétrico resultou em, praticamente, o mesmo custo de operação. Por outro lado, foi possível recuperar o reservatório ao longo do período úmido, garantindo capacidade suficiente de atendimento de potência ao longo de todo período seco.

Figura 3-44 - Custo de Despacho Térmico



Fonte: Elaboração EPE.

Esta análise mostra que a expansão indicativa do Cenário de Referência do PDE 2034 é robusta o suficiente e traz segurança mesmo que ocorram cenários críticos como o de 2021. Em outras

palavras, a metodologia e os critérios de planejamento da expansão da oferta, detalhados no item 3.1, que considera a entrada de novos projetos (de geração e transmissão) e a operação do sistema, tanto para o atendimento da energia quanto o de potência, estão adequados para prover uma expansão segura para o sistema, mesmo na repetição de uma hidrologia crítica como a vivida no passado recente. O modelo matemático define metas de geração considerando a incerteza sobre o cenário de afluência que irá ocorrer. Dessa forma, a otimização dessa política operativa é estabelecida considerando a incerteza de qual daqueles 2.000 cenários irá de fato ocorrer. Na medida em que cenários críticos se vislumbrem, a adoção de medidas corretivas, complementares às metas de operação indicadas pelo modelo, se fazem necessárias. O momento de tomada de decisão para adoção dessas medidas é fundamental para que os resultados obtidos sejam os melhores possíveis.

Outro ponto de destaque diz respeito ao papel das usinas hidrelétricas e dos reservatórios do SIN. Como se sabe, e fica evidente nesta análise, o armazenamento de energia nos reservatórios é peça chave para o enfrentamento de crises hídricas. E considerando a redução relativa da capacidade de regularização frente à carga do sistema, as medidas preventivas deverão ser iniciadas antecipadamente aos meses mais críticos. Nessa sensibilidade, foi visto que adotar medidas durante o período úmido em um ano crítico, podem levar a um melhor resultado final³⁸, já que é nesse período que se tem água disponível para estocagem. Mesmo considerando as incertezas acerca do que pode acontecer nos meses subsequentes, operar os reservatórios em níveis elevados pode trazer maior segurança e confiabilidade para a passagem de anos hidrológicos críticos, tanto em termos de capacidade quanto em termos energéticos.

Com o principal objetivo de estimular a discussão, a análise apresentada reforça a importância do amplo debate sobre o papel das usinas hidrelétricas no SIN, e os riscos associados a pautar a sua operação visando, predominantemente, a otimização energética. Como essa é a função objetivo dos modelos de simulação de médio e longo prazo, riscos associados ao suprimento de capacidade de potência e de flexibilidade poderiam ser evitados caso a dinâmica de operação dos reservatórios também os vislumbressem.

3.9 Análise da Flexibilidade Operativa no Horizonte Decenal

O SIN tem demonstrado boa capacidade de integração das crescentes fontes eólicas e solares. Esse comportamento é sustentado pela diversidade de tecnologias que compõem o parque gerador, que conta com uma importante capacidade termelétrica e, principalmente, um robusto parque hidrelétrico. Contudo, com a previsão de aumento significativo na participação de fontes renováveis variáveis, a análise da flexibilidade operativa sistêmica torna-se cada vez mais relevante para o planejamento da expansão da geração de energia elétrica.

Em 2023, A EPE apresentou uma metodologia de análise para caracterização dos requisitos e ofertas de flexibilidade na Nota Técnica “Flexibilidade: Metodologia de Estimativa de Requisitos

³⁸ Foram realizados testes aumentando-se o nível de despacho térmico no período seco, mas os resultados não foram satisfatórios.

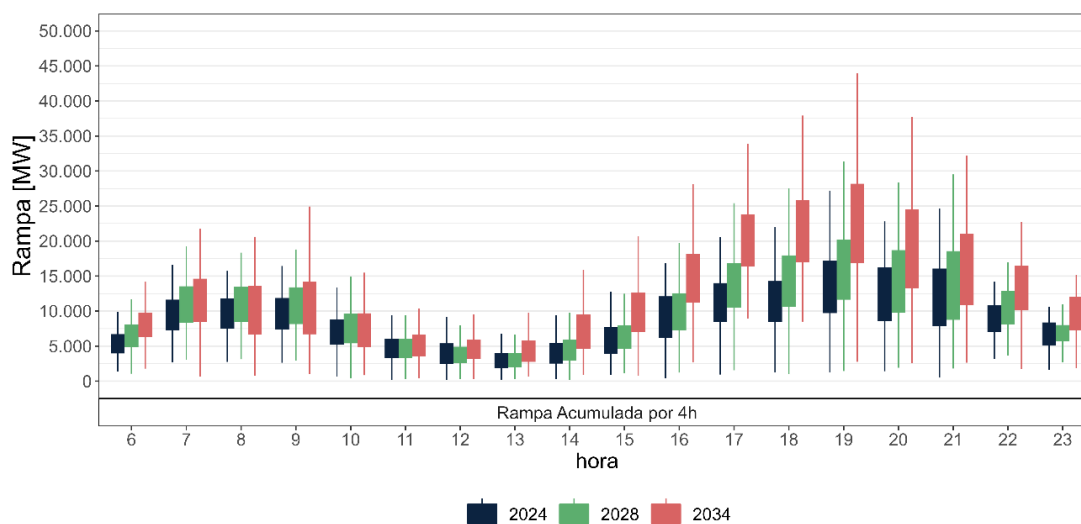
e Recursos”³⁹. A flexibilidade do sistema é definida nos estudos da EPE como a existência de recursos que promovam o atendimento às variações de carga do sistema entre dois instantes de tempo⁴⁰. No presente PDE, busca-se dar mais um passo para consolidação dessa discussão, trazendo uma análise com dados mais recentes e integrando a expansão indicativa do Cenário de Referência do PDE 2034.

Do ponto de vista do planejamento, em especial de sistemas com significativa participação de fontes renováveis variáveis, a identificação dos requisitos de flexibilidade se dá por uma avaliação probabilística dos perfis de carga líquida horária, deduzida dos possíveis cenários de geração variável. Com o aumento da penetração das fontes renováveis, observa-se uma diminuição da carga líquida diurna, com consequente aumento significativo da rampa de carga no final da tarde e início da noite devido à redução na geração fotovoltaica nesses horários.

A necessidade de rampas de carga estão se intensificando, seja para rampas acumuladas em uma única hora (a menor discretização utilizada no estudo) ou em várias horas consecutivas. Neste estudo são analisadas, além das rampas horárias, rampas acumuladas durante 4 horas. Esse período corresponde a variações significativas na demanda até os horários de ponta da carga líquida, momento em que os recursos se tornam mais escassos.

A Figura 3-45 evidencia o fato que as projeções de rampas evoluem não somente em média, como também apresentam maior dispersão ao decorrer dos anos. Consequentemente, o risco associado ao não atendimento dessas rampas de carga pode ser maior nos cenários extremos.

Figura 3-45 – Comparação das rampas líquidas acumuladas durante 4 horas nos diferentes horizontes de planejamento



Fonte: Elaboração EPE.

³⁹ EPE/DEE/076/2023-R0 – [Flexibilidade: Estimativa de requisitos e recursos \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/flexibilidade-estimativa-de-requisitos-e-recursos)

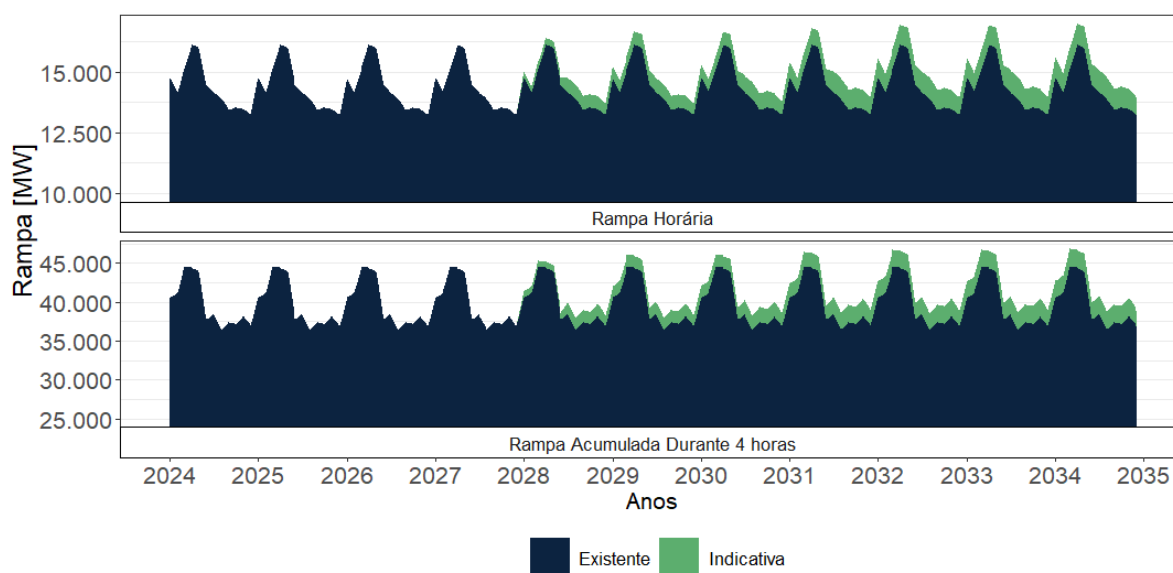
⁴⁰ Conforme definido em EPE-DEE-NT-067/2018-r0 - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao Planejamento.

A identificação antecipada dos períodos acumulados de rampa permite um planejamento mais eficiente e uma melhor alocação de recursos, contribuindo para a economicidade e segurança no atendimento aos requisitos sistêmicos.

Conforme mencionado anteriormente, as usinas hidrelétricas têm uma grande flexibilidade em diversas escalas de tempo. No entanto, a modelagem futura da operação dessas usinas de forma individualizada e a calibração de suas restrições operativas ainda carece de aprimoramentos. A estimativa da oferta de flexibilidade hidrelétrica neste estudo foi fundamentada em dados históricos verificados. Recentemente, observou-se que as maiores rampas horárias de geração hidrelétrica no SIN foram superiores a 11 GW. Contudo, a avaliação do histórico das rampas horárias, com usinas agrupadas conforme classificação dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) utilizados no modelo de planejamento da operação, indica valores que poderiam exceder 22 GW, demonstrando potencial relevante de flexibilidade caso a política operativa nas cascatas ou bacias hidrográficas seja direcionada para esse fim.

Para a análise de flexibilidade do Cenário de Referência, foi proposta uma sazonalidade para a oferta de flexibilidade hidrelétrica, estipulando sua contribuição para atendimento às rampas horárias e acumuladas para cada mês, com base no histórico operativo das rampas observadas nas bacias hidrográficas do SIN. Além disso, foi integrada à oferta futura o adicional referente à indicação de modernização/ampliação de usinas e expansão indicativa de novas UHE. A Figura 3-46 apresenta a evolução dos valores considerados.

Figura 3-46 - Evolução dos potenciais de rampas de geração hidrelétrica considerando a expansão indicativa

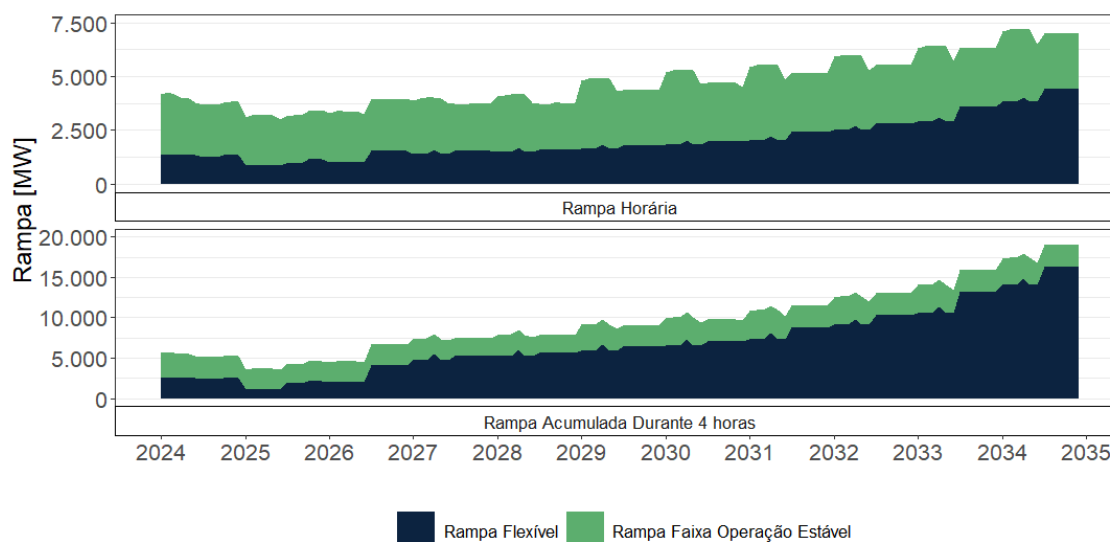


Fonte: Elaboração EPE.

Quanto às usinas termelétricas existentes, a oferta foi estimada a partir dos parâmetros declarados pelas usinas na Programação Diária da Operação Eletroenergética⁴¹, realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O cenário de geração escolhido é análogo ao segundo descrito na nota⁴², em que as usinas com estes parâmetros mínimos de flexibilidade podem operar de forma contínua, com possibilidade de redução da geração em momentos de carga leve e elevação nos momentos de ponta. As demais usinas encontram-se na sua faixa de operação estável ou na geração mínima contratual.

Naquilo que concerne as usinas da expansão indicada, a premissa adotada foi de que, devido às evoluções na caracterização dos requisitos de energia e potência, todas as usinas à ciclo aberto possuem parâmetros capazes de promover flexibilidade operativa. Espera-se que, gradativamente, o papel desempenhado pelas termelétricas seja mais associado ao fornecimento de potência e flexibilidade do que uma contribuição energética, como pode ser visto na Figura 3-47.

Figura 3-47 - Evolução dos potenciais de rampas de geração termelétrica considerando a expansão indicativa



Fonte: Elaboração EPE.

Para mensurar a flexibilidade do sistema, foram adotadas as seguintes métricas:

- Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR); e
- Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF).

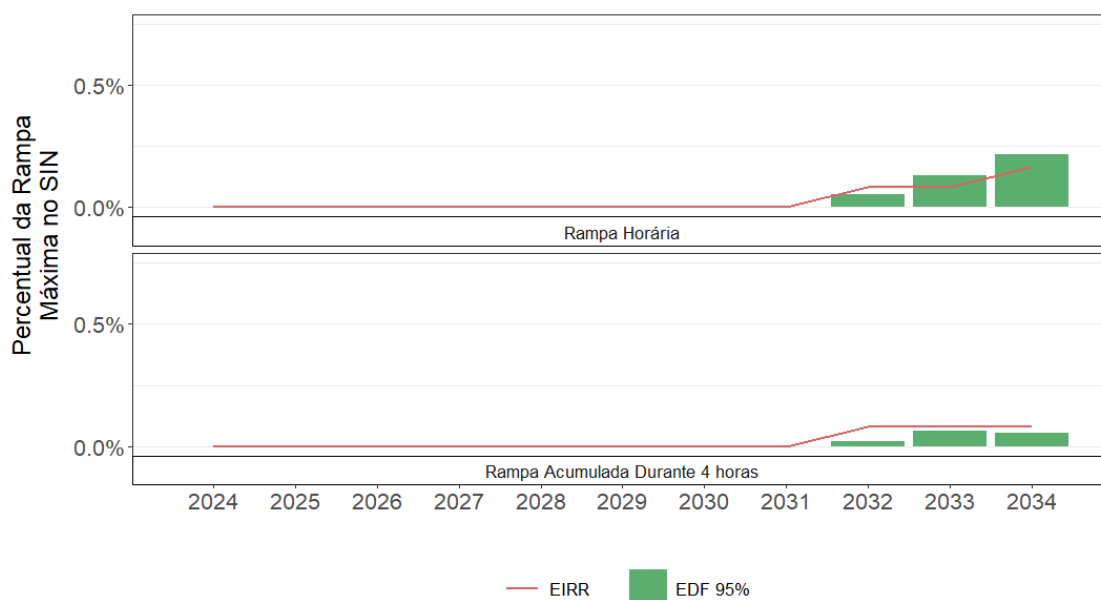
⁴¹ Conforme Submódulo 4.5 “Programação Diária da Operação” do ONS, a programação diária da operação eletroenergética tem como propósito a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do suprimento, nas melhores condições elétricas e energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes.

⁴² EPE/DEE/076/2023-R0 – [Flexibilidade: Estimativa de requisitos e recursos \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/flexibilidade-estimativa-de-requisitos-e-recursos)

A partir do balanço entre os recursos de flexibilidade estimados e os cenários de requisitos de rampas de carga para cada mês do horizonte, essas métricas mensuram, respectivamente, a frequência dos cenários de não atendimento a estas rampas e a profundidade média dos 5% piores eventos. As contribuições de flexibilidade aportadas pela resposta da demanda e baterias, indicadas no Cenário de Referência, também foram contabilizadas neste cálculo, onde elas podem agregar o total da sua capacidade instalada em até uma hora.

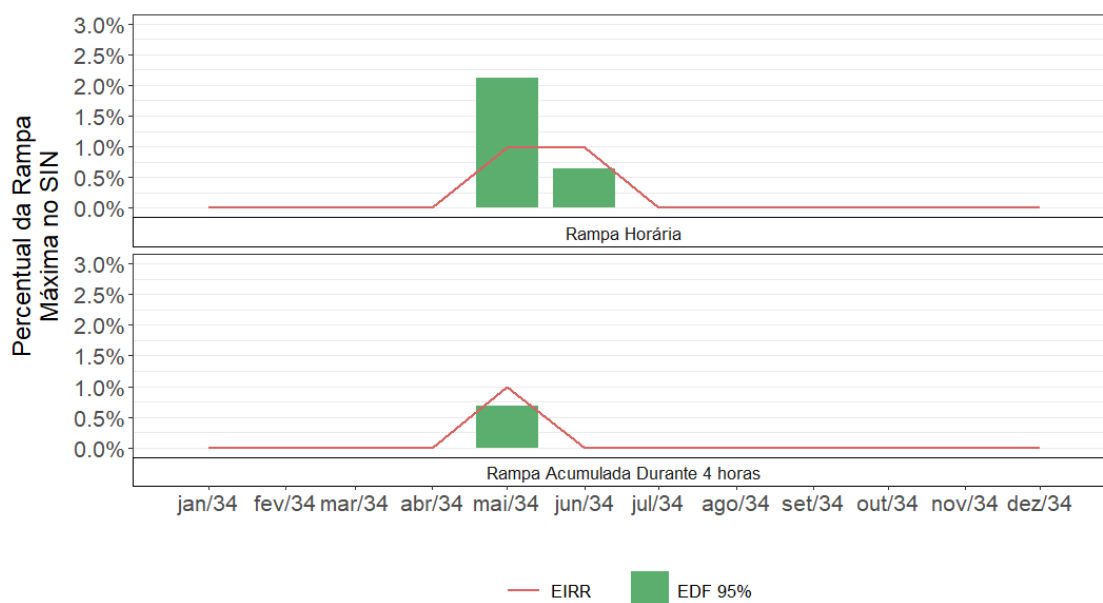
Mesmo na ausência de critérios formais para a avaliação de flexibilidade, a Figura 3-48 evidencia que a expansão indicada no Cenário de Referência do PDE 2034 é capaz de mitigar os riscos de insuficiência de recursos para atender aos requisitos de flexibilidade, mantendo os riscos de não atendimento em níveis diminutos durante todos os anos do horizonte.

Figura 3-48 – Métricas de avaliação de flexibilidade



Fonte: Elaboração EPE.

Contudo, é importante destacar que, assim como os requisitos, os recursos também apresentam sazonalidade. Portanto, realizar uma análise mensal desses índices pode ser interessante para identificar com precisão os momentos mais críticos para o atendimento. A Figura 3-49 traz a aferição dessas métricas em escala mensal para o último ano do horizonte decenal. Apesar de ainda apresentar níveis reduzidos de risco e profundidade, percebe-se que os meses de maio e junho são os que demandam maior atenção no balanço de oferta e demanda de flexibilidade.

Figura 3-49 – Detalhamento mensal das métricas de avaliação de flexibilidade para o ano de 2034

Fonte: Elaboração EPE.

Embora os resultados indiquem que os recursos aportados pela expansão são suficientes para atender aos requisitos previstos de flexibilidade, é importante ressaltar que os resultados se baseiam em premissas de contribuição das fontes obtidas a partir do histórico de operação e dados cadastrais das usinas. O setor elétrico deve priorizar a obtenção de dados de alta qualidade para modelagem de usinas, garantindo a precisão e a credibilidade das simulações.

O intuito desse estudo, mais do que apresentar resultados numéricos considerando a expansão do Cenário de Referência deste PDE, é trazer luz e incitar a discussão quantitativa sobre o tema, cada vez mais relevante em um sistema com crescente participação de fontes renováveis variáveis.

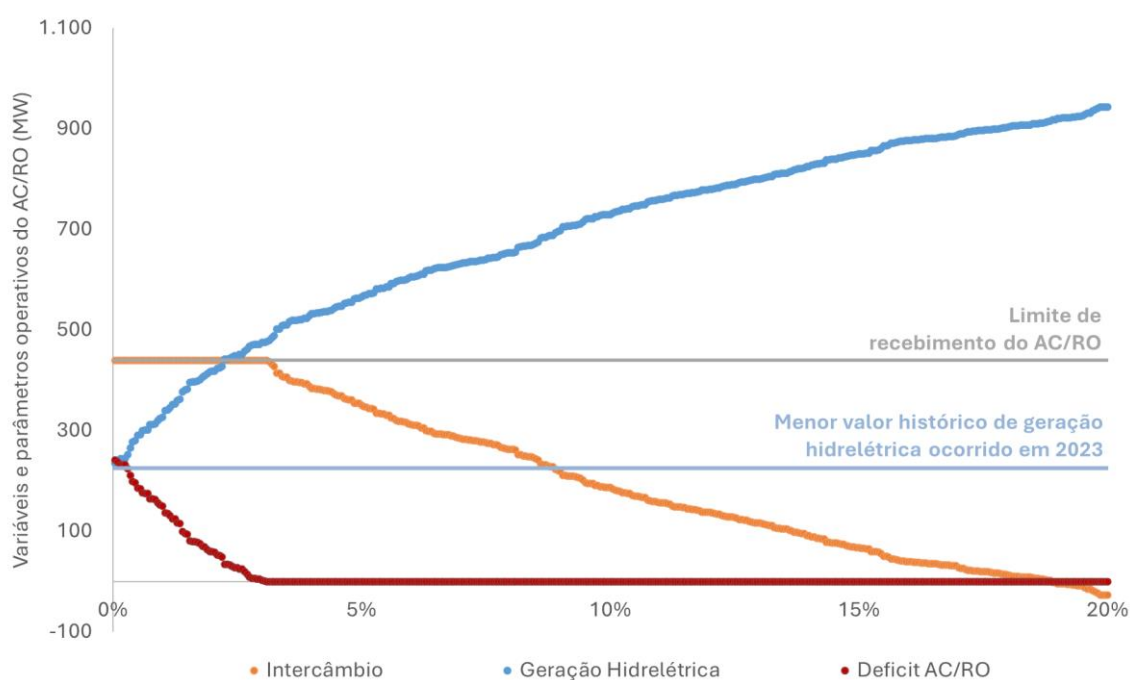
3.10 O atendimento aos sistemas elétricos radiais de Acre/Rondônia e Manaus no contexto da geração

Os sistemas radiais do SIN, como os subsistemas Acre-Rondônia (AC/RO) e Manaus, têm sido foco de atenção do MME e objeto de estudos da EPE. Esses estudos vêm analisando as condições operativas e a confiabilidade desses sistemas, em especial sob condições hidrológicas desfavoráveis, e resultam na proposição de medidas que tragam uma maior resiliência para essas regiões.

Atualmente o subsistema geoeletrico AC/RO é composto pelas usinas hidrelétricas Jirau (3.750 MW), Santo Antônio (3.568 MW), Samuel (217 MW) e Rondon II (74 MW). O estado de Rondônia conta também com um conjunto de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH), que totalizam uma capacidade instalada de cerca de 170 MW. O subsistema está interligado ao SIN e nas simulações eletroenergéticas é considerado um limite de recebimento de 440 MW. Em termos de usinas termelétricas, o subsistema AC/RO possui as

usinas Termo Norte I e II, que totalizam 413 MW, e não possuem contratos de energia no ambiente regulado. Os estudos realizados, considerando o período de 2024 a 2034, indicaram que situações críticas podem ocorrer para o atendimento futuro de capacidade no subsistema. A ocorrência desses eventos tende a se concentrar no segundo semestre, predominantemente nos meses de agosto, setembro e outubro, nos momentos em que se atinge o limite máximo de recebimento da interligação e a geração hidráulica se reduz a ponto de não ser suficiente para o atendimento da carga. A Figura 3-50 mostra o exemplo do mês de setembro de 2024, onde em poucos dos 2000 cenários hidrológicos sintéticos simulados é possível observar déficit de capacidade no subsistema AC/RO.

Figura 3-50 - Distribuição do Intercâmbio, Geração e Déficit no AC/RO em setembro de 2024



Fonte: Elaboração EPE.

Diante disso, foi feito um levantamento de soluções operativas de curto e médio prazos, além de soluções estruturais de longo prazo. Como soluções operativas, foram avaliadas a mudança de operação do reservatório da UHE Jirau, soluções relacionadas à UHE Santo Antônio para evitar sua paralisação em situação de vazões muito escassas, alteração na forma de operação da UHE Samuel e a flexibilização do limite de recebimento de intercâmbio do subsistema AC/RO (passando de N-2 para N-1)⁴³. Como soluções estruturais, avaliou-se a construção de novas

⁴³ O critério de confiabilidade N-1 significa que o sistema deve ser capaz de suportar a perda de qualquer elemento (linha, gerador, transformador) sem interrupção do fornecimento. No N-2 o sistema deve ser capaz de suportar a perda de 2 elementos simultâneos sem interrupção do fornecimento.

hidrelétricas, o aumento da capacidade de recebimento do intercâmbio, construção de novas UTEs e soluções de armazenamento.

Para a configuração deste PDE observou-se déficits de capacidade acima de 5% de profundidade para o subsistema AC/RO. Como forma de solução de curto prazo, e visto que seriam eventos de curta duração, considerou-se os limites de recebimento de intercâmbio para o critério de confiabilidade N-1, passando de 440 MW para 700 MW⁴⁴. Esse novo limite foi considerado apenas para o atendimento do patamar de capacidade, que tem a duração de 10 horas no mês, e para os meses de agosto, setembro e outubro.

Com a adoção desta medida operativa o atendimento à carga do subsistema AC/RO fica dentro dos critérios vigentes. No entanto, é necessário seguir com os estudos e aprofundar detalhes para que uma medida estrutural possa trazer a solução definitiva para a segurança no atendimento da região.

Já o subsistema Manaus conta atualmente com um parque hidrelétrico que soma 1.192 MW, um parque térmico de 1.157 MW e uma interconexão com o SIN com limite de recebimento total em torno de 750 MW, que, devido ao critério de confiabilidade N-2, fica limitado a 45% da carga de Manaus. Até 2027 está prevista a entrada de mais 1.365 MW de potência instalada termelétrica, incluindo as usinas Azulão I, II e IV, do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021.

A EPE tem realizado estudos avaliando um novo circuito interligando a subestação de Xingu a Manaus. Caso essa alternativa seja viabilizada, será possível o atendimento de toda a carga de Manaus através da linha de transmissão respeitando o critério de convergência N-2.

3.11 Análise sobre o atendimento à Região Sul

Muitos são os desafios que se configuram para o planejamento e operação do sistema elétrico. No caso do SIN, com diversidade de recursos naturais e abrangendo distintas regiões, dentre todas as incertezas estão aquelas associadas à disponibilidade desses recursos para a geração e como combiná-los de modo a otimizar o balanço eletroenergético do SIN, atendendo aos critérios de suprimento de todas as suas regiões.

Nesse sentido, esta análise tem o objetivo de avaliar as condições de atendimento com foco na região Sul, através de considerações sobre a oferta indicativa do Cenário de Referência. A Tabela 3-5 apresenta a oferta indicativa alocada pelo MDI na região Sul.

⁴⁴ Ao flexibilizar o critério de confiabilidade N-2, que visa garantir o funcionamento do sistema mesmo em condições de perda de dois elementos (tanto unidades geradoras como linhas de transmissão), o sistema fica mais vulnerável a ocorrência de desligamentos no caso de perda da linha.

Tabela 3-5 – Oferta indicativa na região Sul conforme o cenário de referência do PDE 2034

Tecnologia/Potência instalada (MW)	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Bateria	0	0	0	100	0	0	0
Termelétrica	500	500	500	500	658	786	816
Resposta demanda	200	200	200	300	161	0	0
Pequena Central Hidrelétrica	0	0	0	0	0	110	400
Hidrelétrica	426	0	0	0	0	118	0
Total	1.126	700	700	900	819	1.014	1.216
Total acumulado para o horizonte	1.126	1.826	2.526	3.426	4.245	5.259	6.474

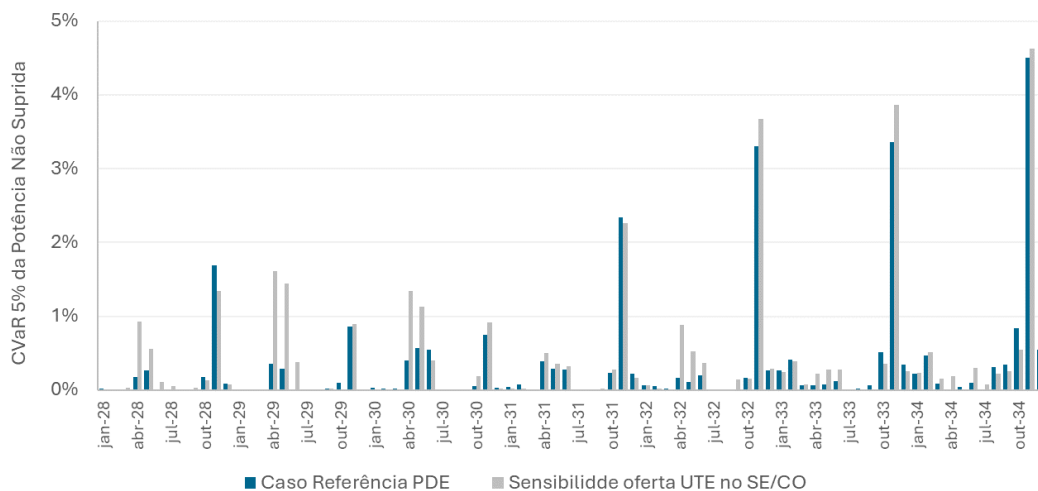
Fonte: Elaboração EPE.

Observa-se que do total de expansão acumulada para a região (6,5 GW até 2034) cerca de 4 GW são usinas termelétricas flexíveis. O principal papel esperado da maior parte dessa oferta indicativa será contribuir para a adequação dos requisitos de capacidade da região Sul e do SIN. É importante mencionar que tecnologias como ampliação de UHEs, PCHs e resposta da demanda são indicadas de acordo com o potencial disponível estimado em cada região. Diferentemente dessas opções, a oferta indicativa de usinas termelétricas e baterias, apresentadas na Tabela 3-5, podem ser instaladas em diferentes regiões. Caso isso ocorra, cabe avaliar se existe limite suficiente nas interligações para o recebimento da região Sul, de modo a fechar o balanço eletroenergético da região.

Diante disso, o objetivo desta análise foi avaliar o impacto sobre o uso dos intercâmbios associados ao recebimento do subsistema Sul, dada a possibilidade de que as usinas termelétricas indicadas para esta região sejam viabilizadas em outros subsistemas. Assim, o montante de oferta termelétrica flexível originalmente indicado pelo modelo para a região Sul foi deslocado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Os resultados comparativos são apresentados de maneira a identificar possíveis alterações nas condições de atendimento do subsistema Sul. Também são avaliados os impactos no perfil de despacho das UTE flexíveis, bem como no uso dos intercâmbios que interconectam a região Sul ao restante do SIN, dentro do horizonte decenal.

A Figura 3-51 traz a comparação entre as profundidades da média dos 5% piores cenários para o atendimento de capacidade da região Sul. Observa-se que no horizonte de 2028 a 2034, em ambos os casos, tanto com as UTE flexíveis alocadas na região Sul como se alocadas na região SE/CO, apresentam valores inferiores à cinco por cento da demanda acrescida da reserva operativa.

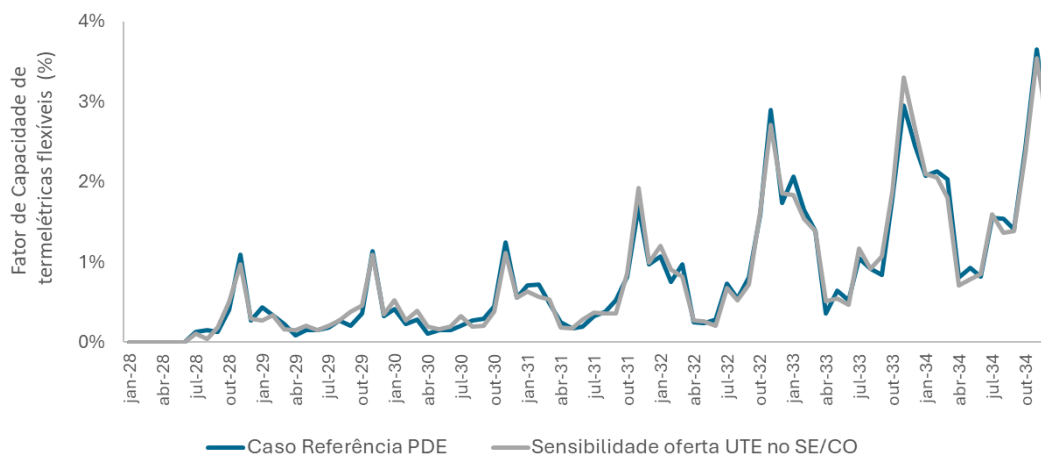
Figura 3-51 - Comparação entre CVaR 5% PNS entre as simulações com oferta termelétrica na região Sul ou na região SE/CO



Fonte: Elaboração EPE.

Os fatores de capacidade das UTE flexíveis, que tiveram sua localização alterada, são comparados na Figura 3-52. Percebe-se que, independentemente do caso considerado, os despachos termelétricos são próximos e são inferiores a 5% do total de 2.000 cenários simulados.

Figura 3-52 - Comparação dos fatores de despacho das UTE indicativas quando alocadas na região Sul ou Sudeste/Centro-Oeste



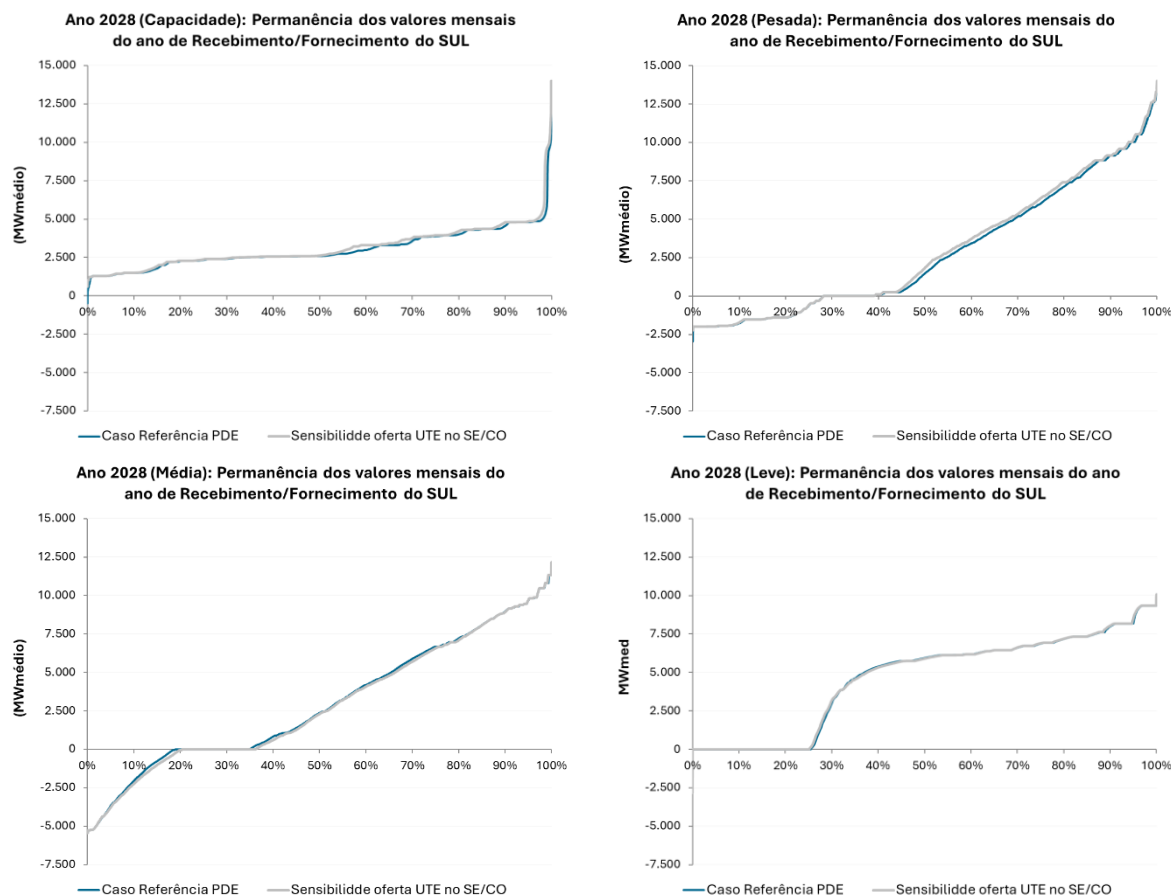
Fonte: Elaboração EPE.

O uso dos intercâmbios que conectam a região Sul é estimado através dos fluxos de recebimento/fornecimento deste subsistema em dois momentos, 2028 e 2034, conforme as Figura 3-53 e Figura 3-54, respectivamente.

De acordo com a Figura 3-53, em 2028, o subsistema Sul é predominantemente importador de energia e potência nos diferentes níveis da curva de carga. Também se percebe que a diferença

de localização das UTE flexíveis não impactou, de forma significativa, o uso dos intercâmbios de energia da região Sul para esse ano do horizonte decenal.

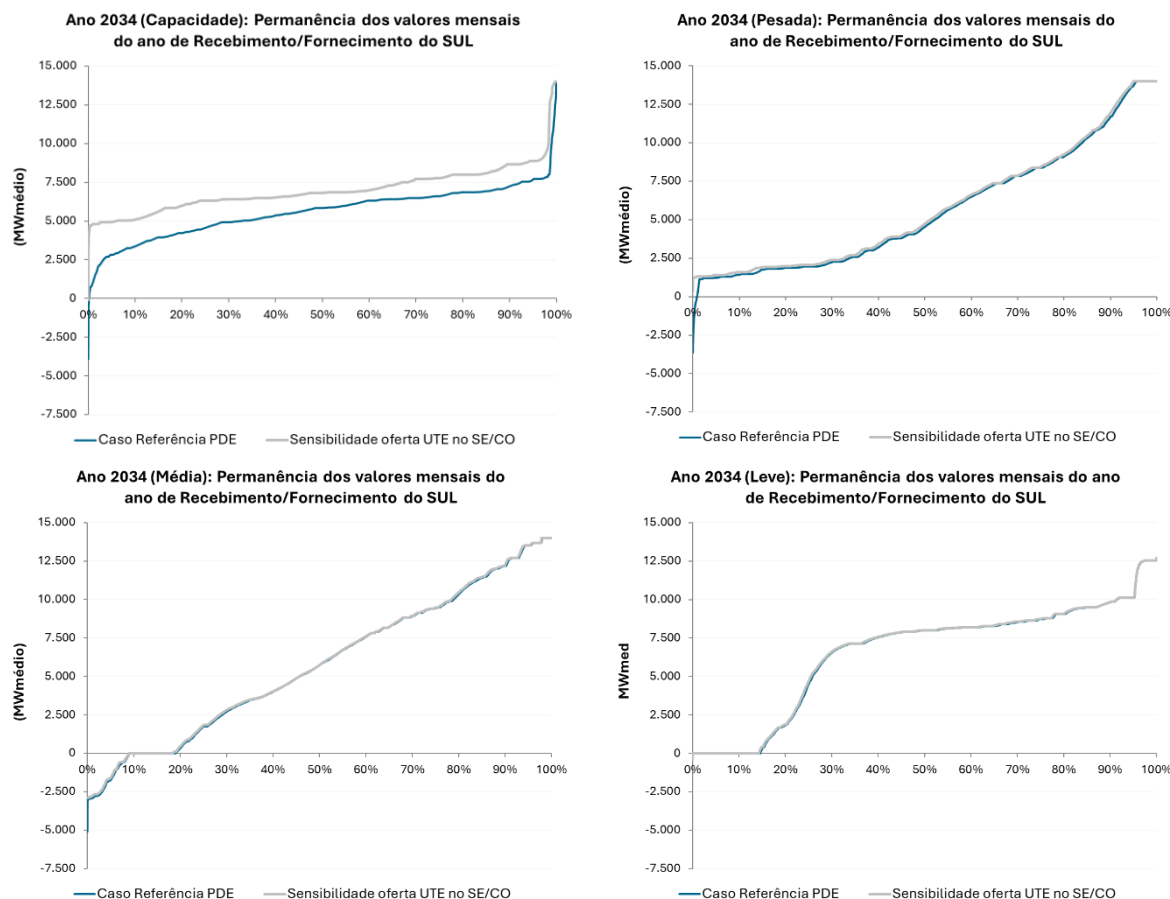
Figura 3-53 – Permanências dos fluxos de Recebimento e Fornecimento de capacidade e energia da região Sul (2028)



Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 3-54 apresenta a análise para o ano de 2034. Nesse caso, a região Sul também continua sendo predominantemente importadora de energia e potência, em todos os patamares de carga. Para o suprimento de capacidade, apesar de o caso com as UTE na região SE/CO indicar um maior uso dos intercâmbios na condição importadora, ambos os casos têm baixa probabilidade de a região operar como exportadora de potência. Já no patamar de carga pesada, que também aponta a predominância de cenários importadores de energia, o limite de recebimento de energia de 14.000 MW é utilizado em apenas 5% do total de situações simuladas em ambos os casos. No patamar de carga média, o percentual de cenários importadores é de 91% e apenas 2% do total de cenários atingem o limite de 14.000 MW para ambos os casos. Por fim, no patamar de carga leve, em 85% dos cenários simulados a região Sul é importadora e em apenas 1% do total de cenários o limite de 12.700 MW é atingido nos dois casos analisados.

Figura 3-54 – Permanências dos fluxos de Recebimento e Fornecimento de capacidade e energia da região Sul (2034)



Fonte: Elaboração EPE.

Com o estudo apresentado é possível trazer algumas informações relevantes. A primeira delas confirma o papel de garantir o atendimento à capacidade de potência que as UTE flexíveis desempenharão no futuro. Isso fica claro pois apenas no uso dos intercâmbios para suprimento de capacidade, houve algum impacto após a alteração da localização das UTE. A segunda importante conclusão é de que, se por um lado as usinas termelétricas possuem o papel de garantir a segurança do suprimento, os limites de intercâmbio têm a principal função de garantir a otimização do uso dos recursos energéticos das distintas regiões do Brasil. Ou seja, nos momentos de maior necessidade de potência da região Sul, os limites de recebimento dessa região têm baixa probabilidade de serem atingidos, mesmo se a oferta termelétrica indicativa se viabilizar em outras regiões. Já nos momentos de maiores excedentes em outras regiões, como nos patamares de energia, é onde percebe-se o pleno uso das linhas em até 5% do total de cenários simulados.

O objetivo principal dessa análise foi avaliar, do ponto de vista dos estudos energéticos, a eventual necessidade de contratação de oferta localizada especificamente para a região Sul, fato que não se confirmou. Por outro lado, esse estudo não avalia eventuais benefícios na expansão da capacidade de recebimento desta região, especialmente caso se considere a possibilidade de excedentes nas outras regiões do SIN maiores que aqueles indicados no Cenário de

Referência. Para uma análise mais conclusiva sobre os benefícios de expandir a capacidade de recebimento da região Sul, é fundamental o uso de ferramentas de estudos elétricos, e que complementam as avaliações feitas no presente capítulo, de acordo com o Capítulo 4 deste PDE.

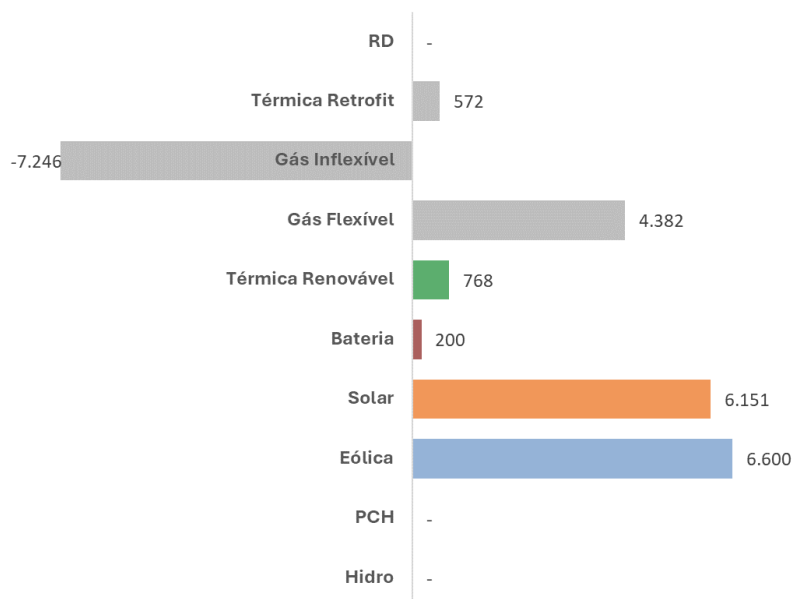
3.12 Sensibilidade sobre a contratação compulsória de UTE inflexível

A Lei nº 14.182, de 2021, no parágrafo 1º do artigo 1º e no artigo 20, determina a instalação de 8.000 MW de usinas termelétricas movidas a gás natural, em regiões específicas e com inflexibilidade (geração compulsória) de, pelo menos, 70%. No PDE 2031, publicado em 2022, realizou-se uma avaliação dos impactos das políticas públicas que foram consideradas no Cenário de Referência daquele plano, dentre elas a instalação de termelétricas inflexíveis a gás natural que constam na Lei nº 14.182. Nas avaliações do PDE 2031, em termos de custos de operação, considerando nas análises um período de 15 anos, 2021 a 2036, as políticas públicas resultaram em um aumento de R\$ 50 bilhões no custo total de operação em relação ao cenário chamado de Rodada Livre no PDE 2031⁴⁵. O acréscimo dos custos operativos deve-se, em especial, à substituição de fontes renováveis de CVU nulo, da então denominada Rodada Livre, por termelétricas inflexíveis, com geração compulsória garantida por contrato, que levam ao aumento da geração térmica total.

Para o PDE 2034, foi realizada uma sensibilidade focada em avaliar o impacto na expansão indicativa, caso a obrigatoriedade da instalação do montante ainda não contratado proveniente de termelétricas inflexíveis a gás natural que constam na Lei nº 14.182 fosse revista pelo Congresso Nacional. Dos 8.000 MW previstos na Lei, 754 MW já foram contratados e 7.246 MW, aguardam um próximo certame. Ressalta-se que, para essa análise, todas as demais premissas e restrições utilizadas no Cenário de Referência foram mantidas.

A Figura 3-55 resume a diferença de capacidade instalada total acumulada em 2034, entre a simulação objeto desta sensibilidade, sem inflexibilidade termelétrica adicional, e o Cenário de Referência. Valores positivos significam uma capacidade instalada maior na Sensibilidade e valores negativos uma capacidade instalada menor. Maiores detalhes são apresentados no Anexo I - 6.

⁴⁵ O Cenário denominado Rodada Livre caracterizava-se por não incluir algumas diretrizes e políticas energéticas na elaboração de um cenário de expansão de oferta de eletricidade. Para maiores informações consultar os itens 3.5 e 3.7 do Relatório Final do PDE 2031.

Figura 3-55 - Diferença de Capacidade Instalada Acumulada em 2034

Fonte: Elaboração EPE.

Observa-se que, ao se retirar a obrigatoriedade de expansão dos 7.246 MW de UTE a gás com 70% de inflexibilidade, o Modelo de Decisão de Investimentos, que faz a otimização da expansão da oferta de eletricidade, aumentou a instalação de geração renovável em 13,5 GW, sendo complementada por 4,4 GW de geração térmica flexível a gás natural. Em menor escala, tem-se o aumento de 200 MW de armazenamento e quase 600 MW *retrofit* de usinas termelétricas existentes. Em termos de capacidade instalada, o Caso de Sensibilidade sem Inflexibilidade Compulsória agregou um total de 11,4 GW de capacidade a mais que o Cenário de Referência.

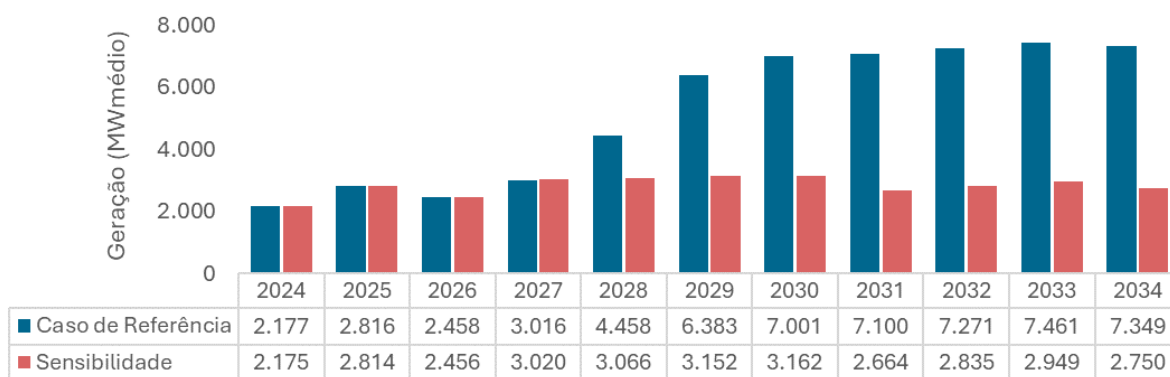
Neste contexto, ao se retirar a obrigatoriedade de contratação de uma oferta termelétrica inflexível, a solução econômica indicada pelo modelo de otimização da expansão MDI para o atendimento do requisito de energia são majoritariamente as fontes eólica e solar. Já para o atendimento do requisito de potência, as térmicas flexíveis a gás natural têm se mostrado a principal alternativa, acompanhadas, em menor escala, por tecnologias de armazenamento, que aparece pela primeira vez compondo o Cenário de Referência neste PDE e tende a ganhar mais espaço com o avanço da tecnologia e redução dos custos. A Resposta da Demanda não se alterou pois, no Cenário de Referência, já havia atingido o montante máximo anual permitido ao longo de todo o horizonte. Cabe ressaltar que parte das termelétricas com geração compulsória que constam na Lei nº 14.182 foram substituídas por termelétricas também a gás natural, mas com operação totalmente flexível, neste caso, mais aderentes às necessidades operativas do sistema.

Considerando apenas os custos relativos aos investimentos, a expansão indicativa no período de 10 anos, de 2024 a 2034, do Cenário de Sensibilidade apresentou um valor de 54 bilhões de reais a mais que o Cenário de Referência. Isso se deve ao fato de a expansão do Cenário de Sensibilidade agregar mais 11 GW de capacidade instalada em relação ao Cenário de Referência. Contudo, em relação ao custo de operação, no mesmo período, o Cenário de Sensibilidade

trouxe uma economia de 69 bilhões de reais em relação ao Cenário de Referência. Essa economia, assim como identificado no PDE 2031, se deve à redução da geração térmica compulsória, principalmente entre os anos de 2028 e 2034, como mostrado na Figura 3-56. Considerando o custo total, investimento em expansão mais custo de operação do sistema, o Cenário de Sensibilidade sem Inflexibilidade Compulsória apresentou uma economia de R\$ 15 bilhões⁴⁶ ao longo do horizonte decenal.

A substituição de usinas térmicas movidas a gás natural inflexíveis por usinas renováveis e térmicas flexíveis a gás natural, não só agregam uma redução no custo de operação como também impactam positivamente o meio ambiente por meio da redução de emissão de Gases de Efeito Estufa - GEE. A Figura 3-56 apresenta o montante de geração térmica das usinas movidas a gás natural no Cenário de Referência e no Caso Sensibilidade. A Figura 3-56 mostra que no Caso Sensibilidade a geração térmica das usinas a gás natural se mantém no patamar de 3.000 MWmédio/ano a partir de 2027 até o final do horizonte. Já para o Cenário de Referência a geração térmica começa a se elevar em 2028 e atinge o patamar de 7.000 MWmédio/ano em 2030, se mantendo neste patamar de geração até 2034.

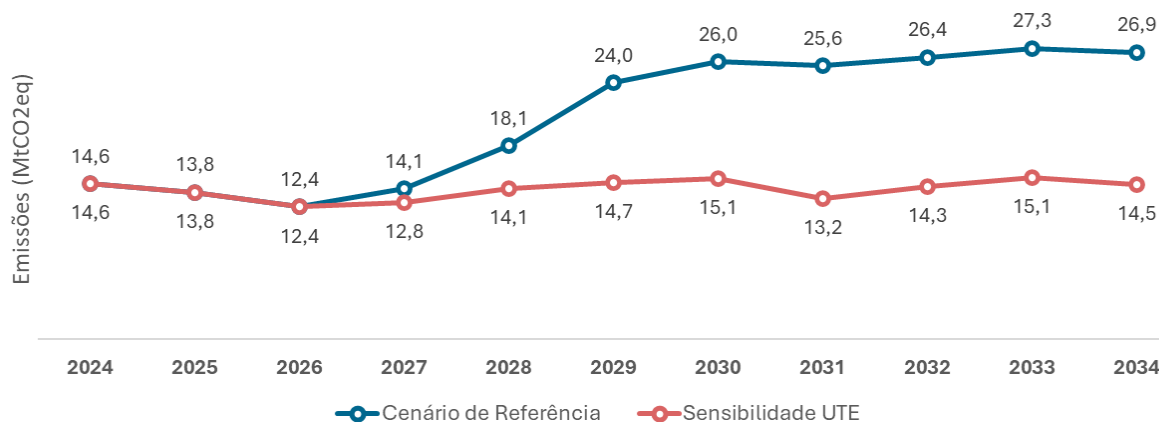
Figura 3-56 – Geração das UTEs a Gás Natural



Fonte: Elaboração EPE.

De fato, a expectativa é que a diminuição de geração termelétrica compulsória leve a uma redução das emissões de GEE. A Figura 3-57 apresenta o potencial de redução nas emissões de GEE em milhões de toneladas de CO₂eq da Sensibilidade. A partir de 2030 observa-se um potencial de redução anual de emissões de 45%. Ao longo de todo o horizonte decenal observa-se um potencial de redução de 74,5 Mt CO₂eq, esse montante representa 33% das emissões totais do Cenário de Referência no período de 2024 a 2034.

⁴⁶ Este valor refere-se ao total despendido, sem considerar o Valor Presente dos montantes desembolsados em cada ano do estudo. Não inclui encargos e custos fixos de operação e manutenção.

Figura 3-57 – Emissões anuais em Mt CO₂eq

Fonte: Elaboração EPE.

Dessa forma, como esperado, uma expansão otimizada em que se permita a substituição da oferta térmica a gás natural inflexível por uma oferta renovável e com térmicas a gás natural flexíveis, obtêm-se uma redução significativa das emissões de GEE anuais. Pois as térmicas flexíveis são chamadas a operar apenas nos momentos de necessidade do sistema, enquanto as usinas termelétricas inflexíveis possuem algum nível de operação constante, na qual a utilização do combustível para geração de eletricidade produz também gases causadores de efeito estufa.

Pontos Principais do Capítulo

- A análise de requisitos de diferentes demandas é realizada pela primeira vez neste plano, possuindo forte variação de necessidade de contratação a depender do cenário utilizado.
- Mesmo com a quase duplicação do parque termelétrico de 2024 a 2034, a geração de eletricidade mantém-se altamente renovável, com cerca de 90% proveniente de fontes renováveis, considerando a média dos cenários hidrológicos futuros.
- O cálculo do CME em escala mensal, em todo horizonte do estudo, evidencia forte variação desse parâmetro, sendo novembro o mês com maiores valores do CME. De janeiro a agosto, o custo marginal de expansão segue com valores baixos.
- A expectativa de geração das UHE, embora aumente, permanece abaixo da Garantia Física do SIN, destacando a necessidade de discutir o papel dessas usinas, a otimização do armazenamento focado nos diferentes serviços energéticos bem como a remuneração dos serviços prestados por todas as tecnologias, especialmente em um cenário de mudanças climáticas.
- A expansão indicativa para 2030 se mostrou segura no atendimento dos requisitos de energia e potência para o cenário crítico ocorrido em 2021. A análise evidencia a importância do monitoramento contínuo dos níveis de armazenamento e possíveis medidas preventivas durante o período úmido para garantir o atendimento da potência no período seco.
- O estudo de sensibilidade das UTE da Lei 14.182, mostrou que, ao não contratar usinas térmicas inflexíveis, a expansão ocorre por fontes renováveis e térmicas flexíveis, aumentando a renovabilidade da matriz elétrica e reduzindo as emissões de GEE em 45% ao ano.
- A análise do atendimento à região Sul mostrou que não há necessidade de contratação de oferta locacional nessa região para o atendimento de capacidade de potência. Os limites estabelecidos nos critérios de suprimento se mostram atendidos mesmo que a oferta termelétrica indicativa se concretize em outras regiões.

Pontos Principais do Capítulo

- Diferentes projeções de demanda levam a diferentes montantes de requisitos do sistema, e a expansão do Cenário de Referência é uma estratégia para lidar com esta incerteza.
- Os constantes avanços metodológicos no plano, como a utilização da carga líquida e calibragem das restrições operativas de hidrelétricas, proporcionam maior aderência a representação de um sistema em transformação com forte participação de fontes renováveis, e aumentam a qualidade das mensagens do planejamento da expansão.

4 Transmissão de Energia Elétrica

O objetivo deste capítulo é abordar temas que atualmente se encontram em maior discussão no âmbito do planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica e que permeiam as recomendações deste PDE.

Inicialmente, busca-se contextualizar as últimas ações realizadas no intuito de atualizar os documentos de critérios de planejamento da expansão da transmissão e os documentos de diretrizes de elaboração dos Relatórios R.

Na sequência, são apresentados os resultados e as principais constatações de alguns estudos de transmissão em destaque já concluídos ou em andamento neste ciclo de planejamento, incluindo: (i) os estudos de expansão das interligações regionais, com um detalhamento do Bipolo Nordeste I; (ii) as avaliações prospectivas para atendimento a conexão de grandes consumidores à Rede Básica, em especial as cargas associadas a projetos de hidrogênio e *Data Centers*; (iii) as avaliações para aumento de confiabilidade e implantação de novas tecnologias no SIN; (iv) as avaliações para aumento da resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos; e (v) os estudos para eliminação ou redução dos encargos de serviços de sistema, notadamente aqueles relacionados à integração de sistemas isolados ao SIN.

Outro aspecto abordado no Plano é a evolução da capacidade de transmissão das interligações elétricas regionais dentro do horizonte decenal. Destaca-se que os limites dessas interligações serão bastante impactados pelas expansões licitadas recentemente nos leilões de transmissão realizados em 2023 e 2024, em especial as interligações envolvendo os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-oeste.

Neste plano também é dado um destaque para a caracterização das interligações internacionais existentes e as recentes análises para a modernização dessas instalações, assim como são atualizadas informações sobre as iniciativas em andamento que avaliam as possibilidades de ampliação ou criação de novas interligações regionais.

Finalmente, como sinalização econômica para o setor, são abordados aspectos gerais relacionados à expansão do SIN, como os investimentos previstos e a evolução física associada, os investimentos potenciais na substituição de ativos de transmissão em final de vida útil regulatória, as outorgas de transmissão vincendas, e a estimativa da evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

Para a elaboração deste Plano, foram consideradas as informações atinentes à área de transmissão disponíveis em maio de 2024. Assim:

- Apenas os estudos de planejamento emitidos até a data citada foram considerados.
- As datas de entrada em operação das obras já outorgadas foram atualizadas a partir de consulta realizada ao sistema SIGET (ANEEL) na data referida anteriormente.
- As datas de entrada em operação das obras de transmissão ainda sem outorga foram estimadas conforme os cenários de expansão caracterizados na Seção 4.14.1.

- Ainda que eventualmente disponíveis à ocasião da emissão final deste Plano, os resultados do Leilão de Transmissão nº 002/2024, previsto para setembro 2024, não foram considerados na caracterização dos empreendimentos planejados como outorgados ou ainda sem outorga.

Os principais documentos citados ao longo deste capítulo podem ser acessados na área de planejamento da transmissão no site da EPE, através do seguinte [link](#)⁴⁷.

4.1 O Planejamento da Expansão da Transmissão

As atividades relativas ao planejamento da expansão da transmissão são coordenadas pela EPE e contam com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição no âmbito dos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET), em conformidade com a Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020, e da Portaria EPE/DEE nº 1 de 2020, de 12 de janeiro de 2021.

Os estudos de planejamento são realizados, dentro do horizonte do PDE, com base nas projeções de carga elétrica fornecidas pelas distribuidoras, no Cenário de Referência da expansão da geração (detalhado no capítulo anterior), e na evolução prevista para a topologia da rede elétrica.

O diagnóstico inicial do sistema de transmissão é efetuado a partir de análises de desempenho elétrico em diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede (critério N-1).

Em seguida, o diagnóstico assim elaborado da rede elétrica resulta na realização de conjunto de estudos de transmissão, que compõem os relatórios R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Análise Socioambiental Preliminar, nos quais novos empreendimentos de transmissão são planejados e recomendados para solucionar os problemas previamente identificados, realimentando a topologia da rede elétrica no processo de planejamento.

Em se tratando de empreendimentos de caráter licitatório, estudos adicionais se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas nos próximos leilões de transmissão. Esses estudos compõem os relatórios R2 a R5, os quais são usualmente realizados por agentes, a pedido do MME: (i) R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência; (ii) R3 – Definição da Diretriz de Traçado e Caracterização Socioambiental; (iii) R4 - Caracterização da Rede Existente; e (iv) R5 – Custos Fundiários.

A seguir, é apresentada uma visão geral sobre os principais documentos adotados na realização dos estudos de planejamento, bem como na elaboração dos relatórios anteriormente referidos.

⁴⁷ <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento/>

4.1.1 Critérios e Procedimentos

Os estudos que compõem o processo de planejamento da expansão da transmissão são realizados com base nos critérios de desempenho elétrico preconizados no documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”⁴⁸, elaborado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) no ano de 2002.

Em 2018, a EPE iniciou um trabalho, com o suporte técnico de uma consultoria externa, com o objetivo de atualizar esse documento tendo em vista o cenário atual e o previsto para o futuro com forte presença de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o que demanda a aplicação de procedimentos e critérios específicos de análise da rede de transmissão.

De forma geral, esse trabalho abrange a revisão da metodologia atualmente considerada para a realização de estudos elétricos, visando o dimensionamento dos novos empreendimentos, e de análise econômica para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

Após diversas tratativas, o documento em questão foi encaminhado para apreciação do MME ao final de 2023.

Para aprovação final do documento o MME irá realizar uma Consulta Pública específica que permitirá consolidar a participação dos agentes do setor e da sociedade no processo de aprimoramento dos documentos de critérios de planejamento.

No momento, a programação da referida Consulta Pública está sendo avaliada pelo MME.

4.1.2 Diretrizes para os Relatórios R

Os relatórios desenvolvidos ao longo do processo de planejamento da transmissão seguem a estrutura e as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica”⁴⁹, originalmente elaborado em 2005 e atualizado pela última vez no ano de 2020.

É importante salientar que esse documento se encontra em constante aprimoramento e, nesse sentido, ao longo do ano de 2021, o MME promoveu uma Consulta Pública específica para obter subsídios dos agentes com vistas à publicação de nova edição do documento de diretrizes.

Após a avaliação de todas as contribuições recebidas dos agentes, a EPE consolidou, no início de agosto de 2022, as referidas contribuições e encaminhou uma nova versão do documento ao MME. No momento, esse documento está sendo avaliado pelo MME.

⁴⁸ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/criterios-e-procedimentos-de-planejamento-da-transmissao>

⁴⁹ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/diretrizes-para-relatorios-r>

4.2 Estudos de Transmissão em Destaque

4.2.1 Expansão das Interligações Elétricas Regionais

Um dos principais desafios para os estudos da expansão da transmissão está relacionado ao caráter indicativo da expansão da geração e à diferença de prazos entre a construção de usinas renováveis (até 3 anos) e de linhas de transmissão (de 5 a 7 anos), o que dificulta a adequada coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão.

Nesse sentido, a EPE vem desenvolvendo, desde o ano de 2013, os intitulados “Estudos Prospectivos de Transmissão”, que têm o intuito de antecipar o planejamento, dimensionamento e recomendação de grandes troncos para o escoamento da geração previamente prospectada.

Até o final da última década, esse planejamento prospectivo vinha sendo facilitado pelo fato de a contratação de energia vir se configurando principalmente a partir dos leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com montantes definidos predominantemente a partir da demanda das distribuidoras e com monitoramento dos candidatos cadastrados à expansão da geração realizados pela própria EPE, por meio do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica (AEGE).

No entanto, com uma maior competitividade e protagonismo de empreendimentos eólicos e solares liderando a expansão no Ambiente de Contratação Livre (ACL), novos desafios foram lançados ao planejamento da transmissão, que passou a lidar com a maior dificuldade no gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração em função da reduzida previsibilidade dos montantes e da sua localização em prazo compatível com a expansão da transmissão.

A respeito dessa questão, é importante mencionar que dentro do amplo universo de usinas eólicas e solares outorgadas, com previsão de entrada em operação futura, totalizando aproximadamente 152.000 MW em capacidade instalada prevista⁵⁰, muitos se encontram em estágios ainda incipientes de licenciamento, de implantação de obras ou de contratação, tanto no que se refere ao uso da rede elétrica como no que se refere à comercialização da energia, estando desprovidos de CUST ou CUSD (Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição) e/ou de PPAs (*Power Purchase Agreements*). Dessa forma, muitos desses projetos de geração estão sujeitos ao risco de descontinuidade, seja por motivação econômico-financeira, seja por inviabilidade técnica de conexão ou implantação.

Nesse contexto, planejar um sistema de transmissão capaz de possibilitar a integração de todos os projetos de geração interessados em acessar a rede elétrica levaria a uma capacidade de transporte muito maior do que a que se espera para o atendimento à demanda de energia elétrica do País no horizonte decenal, gerando ociosidade no sistema de transmissão e trazendo custos excessivos aos usuários da rede.

⁵⁰ Informação obtida do Sistema RALIE, ANEEL, em 18 de julho de 2024.

Considerando o exposto e visando atender às necessidades de expansão com base em racional econômico, a EPE buscou aprimorar a sistemática aplicada nos estudos proativos da transmissão a partir da adoção de metodologias diferenciadas para melhor definição e alocação do potencial de geração objetivando, sobretudo, a redução de arrependimentos na tomada de decisão sob incertezas.

Tais aprimoramentos foram refletidos nas premissas adotadas em estudos já publicados pela EPE⁵¹, a saber, nos estudos de Escoamento de Geração da Região Nordeste (Volumes I, II e III) e no estudo de Expansão das Interligações Regionais (Parte 2), iniciados em janeiro de 2021 e emitidos pela EPE entre dezembro de 2021 e março de 2022, bem como no estudo de Expansão das Interligações Regionais (Parte 3), atualmente em andamento e com publicação prevista para outubro de 2024.

Esses estudos são abordados a seguir.

4.2.1.1 Montantes de Expansão da Geração

A necessidade de realização dos estudos de Escoamento de Geração da Região Nordeste (Volumes I, II e III) e de Expansão das Interligações Regionais (Partes 2 e 3) foi identificada ainda no âmbito do PDE 2030, que já indicava forte expansão das fontes renováveis na região Nordeste, o que acabou se confirmando no PDE 2034.

Destaca-se que as análises energéticas do PDE 2030 apontavam dois cenários possíveis de expansão da oferta de geração indicativa eólica e solar no SIN, a depender do cenário de evolução do mercado.

Com o intuito de racionalizar os custos de expansão e evitar arrependimentos, os estudos de transmissão foram realizados com base em premissas compatíveis com as do Cenário de Referência do PDE 2030, pois considerava-se à época que esses resultados eram mais aderentes às necessidades de atendimento à demanda do SIN.

Em linhas gerais, no Cenário de Referência, a referida expansão era da ordem de 14 GW até o ano 2030 e 23 GW até o horizonte indicativo de 2033.

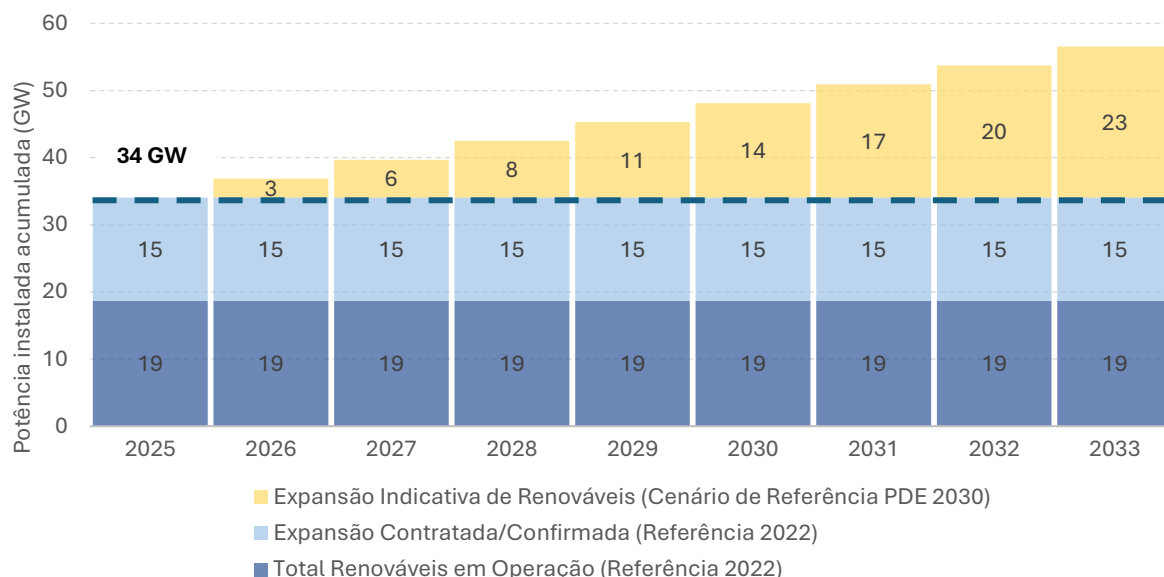
Além dos referidos montantes de geração indicativa, foram considerados adicionalmente nos estudos de transmissão 15 GW de geração já confirmada para entrar em operação até o ano 2025 na região Nordeste, com base em consulta realizada às bases de dados do setor elétrico em janeiro de 2022 (última data de atualização das premissas dos estudos), considerando apenas os projetos com CUST ou CUSD assinados.

Portanto, com base nas premissas adotadas, o montante total de expansão de geração na região Norte/Nordeste adotado nos estudos de transmissão foi de aproximadamente 29 GW de geração renovável até o ano 2030 e aproximadamente 38 GW até o ano 2033.

⁵¹ Disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>

Salienta-se que esses montantes resultam na obtenção de capacidade instalada total de geração eólica e solar, na região Norte/Nordeste, de 48 GW até o ano 2030 e de 57 GW até o ano 2033, conforme detalhado na Figura 4-1.

Figura 4-1 – Premissas adotadas para os estudos de expansão da transmissão



Fonte: Elaboração EPE.

Os estudos de Escoamento de Geração da Região Nordeste (Volumes I, II e III) e o estudo de Expansão das Interligações Regionais (Parte 2) focaram no atendimento ao objetivo de expansão acima referido até o horizonte 2030, enquanto o estudo de Expansão das Interligações Regionais (Parte 3), em fase de desenvolvimento, foca no atendimento ao objetivo de mais longo prazo, até o ano 2033.

4.2.1.2 Alocação da Geração Prospectiva

Para a realização dos estudos Escoamento de Geração da Região Nordeste (Volumes I, II e III) e do estudo de Expansão das Interligações Regionais (Partes 2 e 3), a alocação dos montantes de geração com CUST ou CUSD assinados, de 15 GW, foi determinada a partir dos dados georreferenciados de projetos de geração disponibilizados pela ANEEL nos sistemas SIGEL, SIGA e RALIE.

Já no que se refere à representação da geração renovável indicativa, de 14 GW até o ano 2030 e de 23 GW até o ano 2033, foi necessária a adoção de critérios heurísticos para sua distribuição espacial na rede de transmissão em função da ausência de informações locais. Nesse contexto, cabe ressaltar que a alocação mal embasada dessa geração, em estudos de expansão da transmissão, poderia direcionar investimentos para pontos de menor eficiência.

Em vista disso, o planejamento da transmissão buscou o aperfeiçoamento de suas metodologias a partir da adoção de técnicas mais robustas e transparentes para a estimação dos pontos de conexão da geração prospectiva visando capturar com maior precisão as tendências do mercado

de geração e, assim, prover a expansão da rede elétrica que atendesse de forma ótima, do ponto de vista técnico-econômico, as necessidades do mercado e da sociedade em geral.

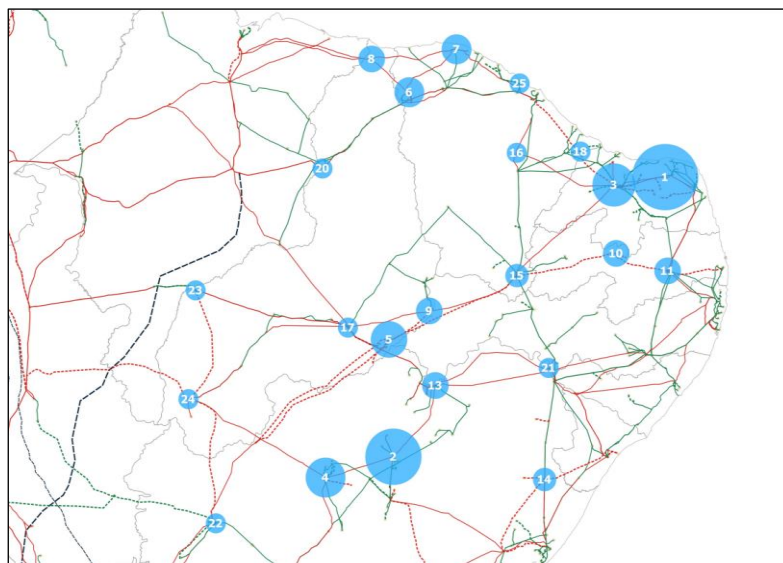
Nesse contexto, foi desenvolvida e publicada pela EPE (Cabral, Teixeira, Rizzotto, & EPE, 2022), no âmbito dos referidos estudos, uma metodologia de clusterização que agrega a geração indicativa em subestações existentes ou planejadas da Rede Básica com base na análise de dados de projetos cadastrados nos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL). Deste último, foram considerados, inclusive, os empreendimentos em fase inicial de DRO, permitindo a avaliação de ampla amostra de dados locais (ref. maio/2021: 1845 projetos, com potência total de 70 GW), de onde pode-se auferir os pontos de maior interesse para a conexão de novos projetos.

É importante mencionar que tal metodologia foi utilizada exclusivamente para a definição dos percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE 2030 em cada subestação da região Nordeste, sem causar nenhuma interferência sobre os montantes de expansão propriamente ditos, mantidos conforme os valores da Salienta-se que esses montantes resultam na obtenção de capacidade instalada total de geração eólica e solar, na região Norte/Nordeste, de 48 GW até o ano 2030 e de 57 GW até o ano 2033, conforme detalhado na Figura 4-1.

Entende-se que, com os avanços metodológicos apresentados para a distribuição dos montantes de geração indicativa na rede elétrica, foi possível reduzir as incertezas quanto ao aspecto locacional da expansão da transmissão direcionando investimentos para pontos mais efetivos e de maior interesse do mercado.

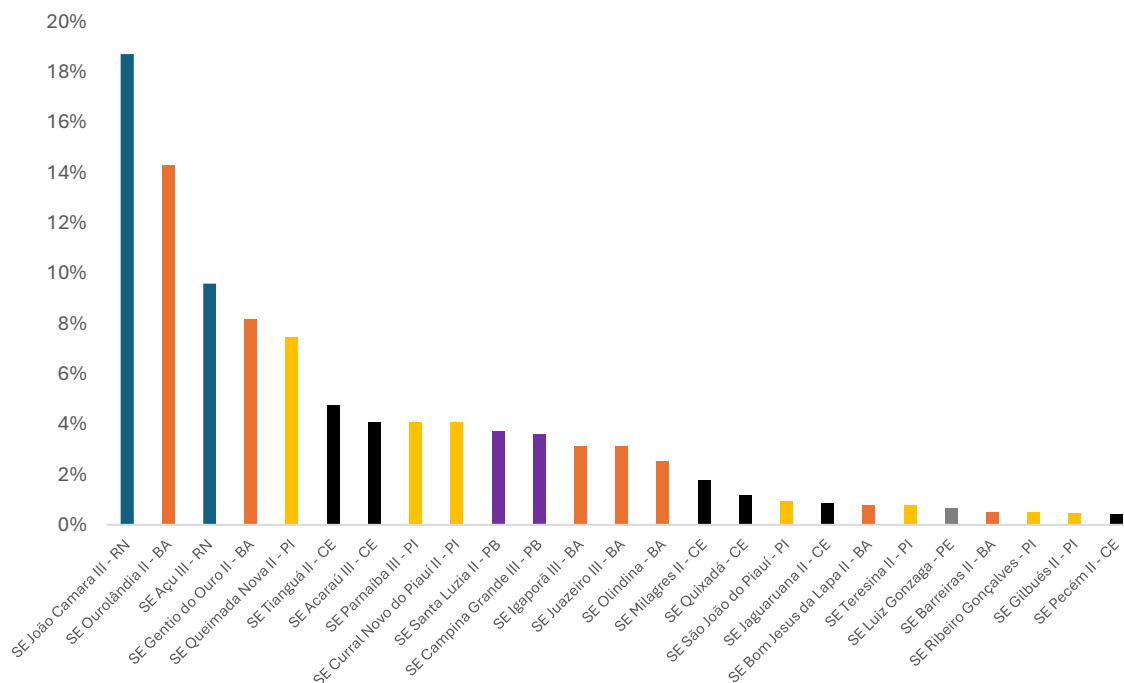
Os percentuais de distribuição da geração renovável indicativa do PDE em cada cluster da região Nordeste resultantes da adoção da referida metodologia são indicados pelos tamanhos das circunferências que os representam na Figura 4-2 e discriminados em maiores detalhes na Figura 4-3.

Figura 4-2 – Resultado visual da metodologia de clusterização



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-3 - Percentual de distribuição da geração renovável indicativa nos clusters da região Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

4.2.1.3 Diagnóstico e Estratégia Adotada para os Estudos de Expansão

Levando em consideração os valores de geração prospectivos apresentados nas seções anteriores, bem como os limites de intercâmbio viáveis de serem realizados entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste até o final do horizonte, considerando a rede de transmissão já planejada e licitada até o início da realização dos estudos, em janeiro de 2021, buscou-se determinar de forma simplificada a partir da técnica de balanço estático as necessidades de ampliação das referidas interligações.

Dentro desse contexto, foram identificadas as necessidades de expansão na capacidade de exportação conjunta das regiões Norte/Nordeste bem como de expansão da capacidade de exportação total individual da região Nordeste.

Nos anos iniciais do horizonte, identificou-se necessidade mais expressiva de expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte e Nordeste, demandando reforços de transmissão que fossem capazes de solucionar restrições para o escoamento dos excedentes de energia disponíveis simultaneamente de ambas essas regiões para outros subsistemas.

Por outro lado, ao avançar no horizonte, verificou-se que acréscimos mais expressivos passariam a ser demandados para a capacidade de exportação individual da região Nordeste, indicando a necessidade de recomendação de soluções específicas para viabilizar o escoamento dos excedentes de geração concentrados nesse subsistema.

Com base no diagnóstico, concluiu-se que para garantir o escoamento dos excedentes de geração previstos até o horizonte 2034, seria necessária a implantação de pelo menos dois novos

eixos de transmissão de elevada capacidade e alta tensão, além de reforços adicionais na malha de transmissão existente, para que se pudesse atingir ganhos da ordem de 15 GW na capacidade de exportação da região Norte/Nordeste.

Face aos expressivos montantes de oferta de geração prevista para se concretizar na região Norte/Nordeste, não apenas baseada em projetos de geração renovável, mas também baseada em geração térmica e em outras tecnologias disruptivas, tornou-se necessário adotar uma estratégia específica para o desenvolvimento de estudos de expansão da rede de transmissão, que permitisse harmonizar as soluções propostas para a expansão dos sistemas regionais com as expansões vislumbradas para as interligações regionais.

Nesse sentido, foram abertas duas frentes de estudos, sendo uma frente de estudos regionais e outra de estudos de interligação, que foram conduzidas em paralelo e de forma integrada de modo a garantir sinergia entre as recomendações propostas.

Do ponto de vista documental, as análises foram divididas em 6 subprodutos, constituintes dos relatórios⁵² (A), (B), (C), (D), (E) e (F), como mostra o fluxograma da Figura 4-4.

Os relatórios (B), (C) e (D) foram dedicados preponderantemente à definição de reforços regionais, fundamentais para:

- Prover maior capilaridade para a rede elétrica, criando e/ou robustecendo a infraestrutura de transmissão nas localidades onde há grande demanda por novos acessos.
- Permitir acesso pelos maiores centros de carga às fontes de geração mais competitivas, e assim viabilizando uma operação mais econômica.
- Eliminar restrições elétricas internas aos subsistemas.
- Viabilizar o atendimento seguro à demanda regional.
- Integrar a malha regional aos corredores de transmissão expressos que compõem as interligações entre subsistemas, agregando indiretamente capacidade adicional às referidas interligações.

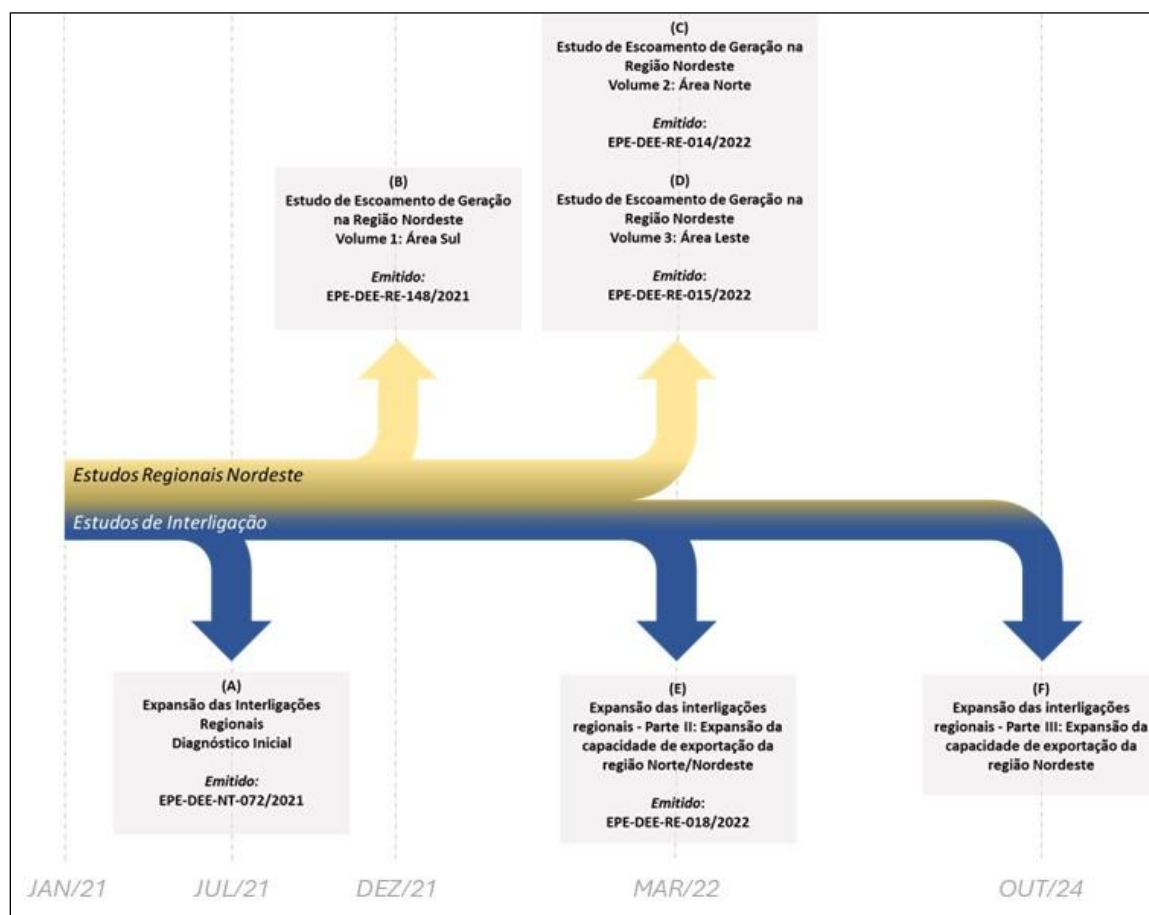
Destaca-se que esses estudos priorizaram a utilização de tecnologias convencionais, em corrente alternada, principalmente no sentido de facilitar o acesso de novos projetos ao sistema de transmissão futuro mediante o seccionamento de linhas de transmissão ou acesso direto às novas subestações recomendadas.

Por sua vez, os relatórios (E) e (F) foram dedicados à definição de novos eixos de transmissão de elevada capacidade, em corrente contínua, e outros reforços de transmissão associados capazes de prover a exportação dos excedentes de energia disponíveis nas regiões Norte e

⁵² Disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>

Nordeste diretamente para os demais subsistemas elétricos, constituindo as interligações regionais propriamente ditas.

Figura 4-4 – Cronograma referencial de emissão dos estudos



Fonte: Elaboração EPE.

4.2.1.4 Visão Geral do Sistema de Transmissão Planejado

O conjunto de obras recomendadas pelos estudos já publicados (B – E) apresentado na Figura 4-4 e na Figura 4-5 soma aproximadamente R\$ 56 bilhões de investimentos necessários, envolvendo: (i) recomendações de obras para o horizonte indicativo, após 2030; (ii) antecipação de investimentos previstos em estudos anteriores pela EPE (com foco na região Norte de MG); e (iii) cerca de 15 mil km de novas linhas de transmissão e 16 novas subestações, que deverão entrar em operação no período 2028 a 2030.

O estudo EPE-DEE-RE-148/2021 (B), referente à área Sul da região Nordeste, recomendou aproximadamente 6.600 km em novas linhas de transmissão interconectando os estados da Bahia, Sergipe, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, além de 5 novas subestações em 500 kV, que demandam investimentos da ordem de R\$ 18 bilhões.

Já o estudo EPE-DEE-RE-014/2022 (C), que trata da área Norte da região Nordeste, recomendou aproximadamente 2.450 km em novas linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV, além de 4 novas subestações em 500kV, que demandam investimentos da ordem de R\$ 6,9 bilhões.

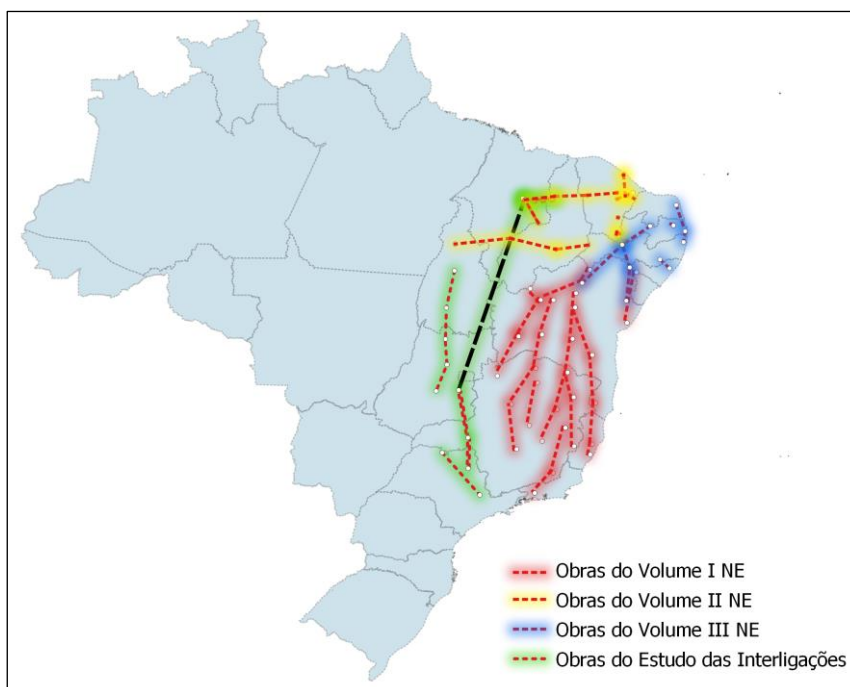
Na sequência, o estudo EPE-DEE-RE-015/2022 (D), associado à área Leste da região Nordeste, recomendou aproximadamente 1.500 km em novas linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV, além de 3 novas subestações de Rede Básica, com conexão com as redes de 230 kV, 138 kV e 69 kV, demandando investimentos da ordem de R\$ 4,8 bilhões.

Por sua vez, o “Estudo das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste” (E) recomendou a implantação do primeiro sistema de transmissão em corrente contínua, em ± 800 kVcc e capacidade nominal de 5 GW, denominado Bipolo Nordeste I, que interliga a subestação Graça Aranha, no estado do Maranhão, à subestação Silvânia, no estado de Goiás, além de reforços complementares na malha de transmissão em corrente alternada existente, que demandam investimentos da ordem de R\$ 18,5 bilhões.

Cabe destacar que esse primeiro conjunto de obras, deverá agregar ganhos de 8 GW nos limites de exportação da região Norte/Nordeste, podendo-se atingir até 26,5 GW a partir da entrada em operação completa das novas instalações de transmissão.

Por fim, o relatório (F), quando concluído, indicará a recomendação do segundo bipolo em corrente contínua e reforços associados, que deverão agregar aproximadamente 4 GW para a capacidade de exportação total do Norte/Nordeste no horizonte 2034, permitindo o escoamento pleno dos excedentes de geração prospectivos considerados no estudo.

Figura 4-5 – Obras recomendadas pelos estudos já publicados (B – E)



Fonte: Elaboração EPE.

4.2.1.5 Novo Estudo em Fase de Desenvolvimento (F)

a) Objetivo

O estudo (F) fecha a sequência de relatórios previstos para endereçar as questões diagnosticadas em 2021, no estudo (A), pela EPE. Tal estudo, cuja emissão é prevista para outubro de 2024, tem dois objetivos principais.

Um dos objetivos é possibilitar o atingimento de 57 GW de capacidade instalada eólica e fotovoltaica na região Norte/Nordeste, até o ano 2034, culminando em aumento de aproximadamente 10 GW em relação à capacidade instalada possibilitada pela entrada em operação das instalações recomendadas pelos estudos (B), (C), (D) e (E) até 2030.

Para cumprir esse objetivo, foi identificada a necessidade de obtenção de ganhos entre 3 GW e 4 GW na capacidade total de exportação da região Nordeste. Adicionalmente, o estudo também tem como objetivo o aumento da capacidade de importação da região Sul em até 4 GW, com escalonamento da solução em duas etapas, sendo 2 GW a partir de 2032 e 2 GW a partir de 2036 (horizonte indicativo).

Essa sinalização de necessidade de ampliação foi dada no PDE 2031, onde foram mostrados os possíveis benefícios trazidos por esse aumento de capacidade para o atendimento à demanda do subsistema Sul, principalmente em períodos de escassez hídrica. Naquele PDE, foram identificadas necessidades de expansão da capacidade de importação da região Sul da ordem de 900 MW até o horizonte 2031, chegando a cerca de 4.000 MW até 2036, na Rodada Livre do modelo energético.

Nas análises energéticas do PDE 2034, apesar de não haver uma indicação de necessidade explícita para a referida expansão da capacidade de importação do subsistema Sul, observa-se o aumento na expectativa de oferta de geração local, bem como a possibilidade de adoção de mecanismos de resposta da demanda e/ou armazenamento, para atendimento aos critérios de suprimento, totalizando 7,5 GW até o ano 2034.

Nesse sentido, considerando o risco de entrada apenas parcial do montante de oferta esperado nos prazos necessários, avalia-se a possibilidade de expansão da capacidade de importação da região Sul como uma forma de antecipar ações para o atendimento dos critérios de energia e potência do SIN.

Essa busca por soluções de mínimo arrependimento e de redução de risco torna-se importante principalmente diante de conjunturas desafiadoras para a operação como o cenário de escassez hídrica vivenciado especialmente pelas regiões Sudeste e Sul do país no período 2020/2021, que podem se tornar mais frequentes e potencializadas pelas mudanças climáticas.

Assim, a expansão da interligação pretendida pode exercer um papel proativo como medida de mitigação de riscos e de favorecimento ao aumento da resiliência climática.

b) Desafios e Soluções Promissoras

Alguns dos principais desafios envolvidos no estudo de planejamento em curso estão relacionados à complexidade socioambiental para identificação de novas rotas para implantação de linhas de transmissão, principalmente para expansão da interligação Sul-

Sudeste, com projetos que sejam eficientes em termo de carregamento e que possam desviar fluxo de importantes linhas que atualmente compõem essa interligação, como a LT 500 kV Ibiúna – Bateias e a LT 500 kV Itatiba – Bateias, que podem configurar fator limitante para a importação da região Sul a depender do cenário de estudo.

Outro desafio relevante para o estudo em desenvolvimento é o cenário de elevada penetração de geração renovável variável conectada por inversores (*Inverter Based Resources* - IBR) previsto para se concretizar no final do horizonte de planejamento. O aumento da inserção desses recursos IBR, principalmente na região Nordeste, onde deverá se conectar um dos terminais do novo bipolo, traz um alerta para a necessidade de maior aprofundamento em estudos com modelagem da rede tipo EMT (*Electromagnetic Transients*), para investigação de possíveis interações entre inversores e seus eventuais impactos no desempenho do SIN.

Até mesmo em estudos de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica se requer um maior cuidado para identificação de eventual necessidade de ampliação de requisitos sistêmicos como inércia, suporte de reativos e capacidade de curto-circuito, de modo a garantir que o desempenho elétrico do sistema permaneça seguro e atenda os critérios operacionais preconizados em Procedimentos de Rede em regime normal e em contingências.

Diante desses desafios, além da tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*) para o novo bipolo, o planejamento da transmissão também está considerando a oportunidade e os benefícios da adoção de novas tecnologias como o VSC (*Voltage Source Converter*), que constitui potencial solução para minimização de impactos da integração de elos CC a redes fracas (com baixa capacidade de curto-circuito), bem como para a redução de interações *multi-infeed*.

Nesse sentido, cabe ressaltar que o novo bipolo planejado possui características particulares, distintas das características do bipolo Nordeste I, não apenas no que se refere ao requisito de potência máxima a ser transmitida, que está na faixa de 3 GW, mas também no que se refere ao ponto de conexão, dado que a região mais promissora para a conexão do terminal emissor avaliada até o momento está localizada no estado do Rio Grande do Norte, próxima a diversos parques de geração eólica e solar, enquanto o terminal emissor do bipolo Nordeste I se situará no estado do Maranhão, em uma região mais afastada da geração IBR.

Diante dos desafios identificados nesse estudo de planejamento, a EPE está realizando um novo processo de Tomada de Subsídios junto aos principais fabricantes de sistemas HVDC para identificar os avanços mais recentes obtidos na tecnologia VSC para transmissão em linhas aéreas e em sua aplicação em projetos comerciais em escala global. Um dos principais objetivos dessa nova Tomada de Subsídios é avaliar a viabilidade e identificação de condicionantes para aplicação desse tipo de tecnologia no SIN considerando as características específicas do bipolo Nordeste II, e para identificar a melhor forma de aplicação que atenda às necessidades do sistema brasileiro de modo a garantir confiabilidade e segurança para a operação futura.

Como a eventual aplicação dessa tecnologia no sistema brasileiro deverá envolver a utilização de linhas aéreas de longas distâncias, principal desafio técnico a ser enfrentado para a aplicação do VSC no SIN, o planejamento está atento para a busca de soluções que possam ter um melhor desempenho após a ocorrência de falhas na linha de transmissão, buscando por tempos de recomposição o mais rápidos possível, dentro da capacidade atual da tecnologia.

Apesar do custo de investimento mais elevado das conversoras VSC, quando comparado ao custo de conversoras LCC; das limitações de potência e tensão nominal de projeto, em 3 GW e 600 kV⁵³, respectivamente, para garantir competitividade no fornecimento de conversoras VSC; e de outras limitações, como a dificuldade de obtenção de sobrecarga de corrente e os maiores tempos de recuperação após defeitos na linha de transmissão; deve-se considerar o potencial disruptivo da tecnologia VSC para contribuir com a solução dos desafios operacionais previstos para a conexão de bipolos em regiões com elevada inserção de fontes de geração renovável conectada por inversores, como será o caso do bipolo Nordeste II, principalmente se a instalação for dotada de requisitos *grid-forming*, com possibilidade de apoiar no controle de tensão e frequência da rede CA em situações extremas.

Nesse sentido, deve-se buscar a valoração dos benefícios que podem ser entregues por essa solução tecnológica de modo a garantir uma comparação econômica isonômica entre ela e as demais alternativas técnicas a serem analisadas, o que é escopo do estudo de planejamento em curso.

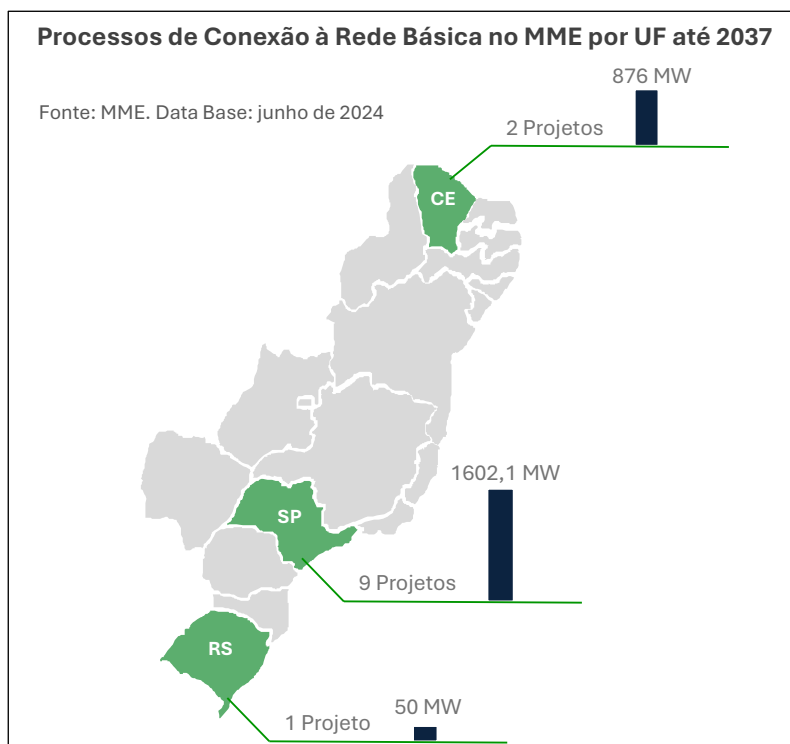
Cabe ressaltar que o apoio que está sendo fornecido pela indústria ao planejamento no âmbito da Tomada de Subsídios sobre a tecnologia VSC é fundamental para a identificação e construção de soluções de planejamento que atendam às necessidades brasileiras e que garantam segurança operacional, bem como viabilidade e competitividade do fornecimento desde a etapa de implantação das obras até a manutenção e modernização das instalações durante sua vida útil.

4.3 Atendimento a Cargas de Data Centers

Usados para armazenar, processar e distribuir dados, os projetos de *Data Centers* têm crescido consideravelmente pelo Brasil, principalmente com o avanço da inteligência artificial. Para conseguir gerir uma grande quantidade de informações, essas instalações consomem valores muito elevados de energia elétrica, principalmente para refrigeração dos equipamentos, requerendo robustas conexões ao sistema de transmissão do país.

Informações sobre projetos que protocolaram processo de conexão à Rede Básica junto ao MME, mostram que a evolução da carga prevista para os Data Centers terá um grande crescimento nos próximos anos, chegando a 2,5 GW até 2037, só considerando novos projetos nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul e Ceará conforme está apresentado na Figura 4-6 a seguir.

⁵³ Limite de fornecimento indicado por três dos quatro fabricantes consultados na Tomada de Subsídios.

Figura 4-6 – Processos de Conexão à RB no MME por UF

Fonte: Elaboração EPE.

Cabe destacar que os números apresentados na Figura 4-6 são meramente indicativos e refletem uma fotografia dos processos de acesso à Rede Básica no Ministério de Minas e Energia (MME) abertos até junho de 2024. A dinâmica da abertura de novos processos de conexão para esse tipo de carga tem sido acelerada, o que pode ser um indício de projeções ainda maiores para o horizonte de 2037.

Em razão dessa elevada demanda dos *Data Centers*, a EPE tem realizado estudos de planejamento considerando a prospecção de crescimento dessas cargas no horizonte de médio a longo prazo. Tendo em vista a maior concentração dos projetos de *Data Centers* no estado de São Paulo, notadamente nas Regiões Metropolitanas de São Paulo e Campinas, constam da Programação de Estudos do ano de 2024⁵⁴ dois estudos de expansão da transmissão que abrangem essas regiões: i) Reforço do sistema da região central da cidade de São Paulo (partes I e II) e ii) Atendimento à região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba (partes I e II).

A Parte I do estudo i) foi concluída em fevereiro de 2024 e teve como resultado a indicação de soluções estruturais visando um aumento de confiabilidade para o sistema de transmissão de energia na região, considerando também o atendimento da expressiva expansão da demanda projetada para os próximos anos dos grandes projetos de *Data Centers*.

⁵⁴ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/programacao-anual-de-estudos>

Essas soluções, além de propiciar um ganho de confiabilidade no atendimento ao mercado da distribuidora local, liberam margem para conexão de 1,2 GW de carga de grandes consumidores na região para conexão direta na Rede Básica.

4.4 Atendimento a Cargas de Hidrogênio

A necessidade de acelerar a transição energética em setores de difícil descarbonização está estimulando uma maior utilização de fontes de energia de baixo carbono, dentre os quais vem se destacando a cadeia industrial do hidrogênio.

Devido ao já elevado nível de renovabilidade da matriz elétrica brasileira e à alta disponibilidade de fontes renováveis para expansão, o Brasil tem sido identificado como um mercado promissor para a produção de hidrogênio, destacando-se a via da eletrólise. Essa rota corresponde a aproximadamente 70% da capacidade de produção dos projetos de hidrogênio de baixo carbono anunciados globalmente⁵⁵.

Com o objetivo de ganhar competitividade, se observa uma tendência de desenvolvimento de projetos cada vez maiores, chegando a centenas de MW nos próximos anos, até 1 GW por volta de 2030, com projetos na escala dos GW representando mais de 75% da capacidade global anunciada para 2030⁵⁵.

Essa característica dos projetos de hidrogênio que estão sendo anunciados tem um potencial de impacto muito elevado para o processo de planejamento da rede de transmissão. Diferentemente dos projetos de geração renovável, que são mais dispersos pela rede elétrica e possuem potência instalada individual dos projetos que dificilmente ultrapassa 1 GW, os projetos de produção de hidrogênio que têm sido divulgados tendem a ser concentrados em poucos empreendedores, estão em pontos específicos da rede e possuem potência instalada individual muito elevada.

Os elevados montantes de carga associados a esses projetos trazem um desafio para o planejamento da transmissão, pois caso sejam confirmados, demandarão expressivos investimentos em reforços e ampliações da rede, planejados sob medida para o atendimento dessas plantas industriais nessas áreas específicas da malha de transmissão. Por outro lado, há um risco de esses ativos de transmissão planejados se tornarem ociosos caso projetos específicos de grande porte não se concretizem.

As características do mercado de geração permitiram que desde 2013 fosse utilizada pelo planejamento a abordagem da execução de estudos prospectivos de transmissão. Alguns fatores como: (i) o nível de maturidade do mercado e das tecnologias de geração renovável; (ii) o porte mais modesto dos projetos; (iii) a sua localização mais dispersa; e (iv) a grande quantidade de

⁵⁵Conforme: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>

empreendedores; permitiram que o planejador tivesse um espaço amostral amplo das tendências do mercado e das áreas preferenciais para implantação de novos projetos.

O risco de ociosidade da rede nesses casos é mitigado pelo grande quantitativo de projetos, seu porte moderado e localização mais dispersa, de forma que a margem liberada pela não concretização de alguns projetos de pequeno ou médio porte pode facilmente ser ocupada por outro(s) projeto(s) em potencial na mesma região, o que contribui para a diminuição das incertezas.

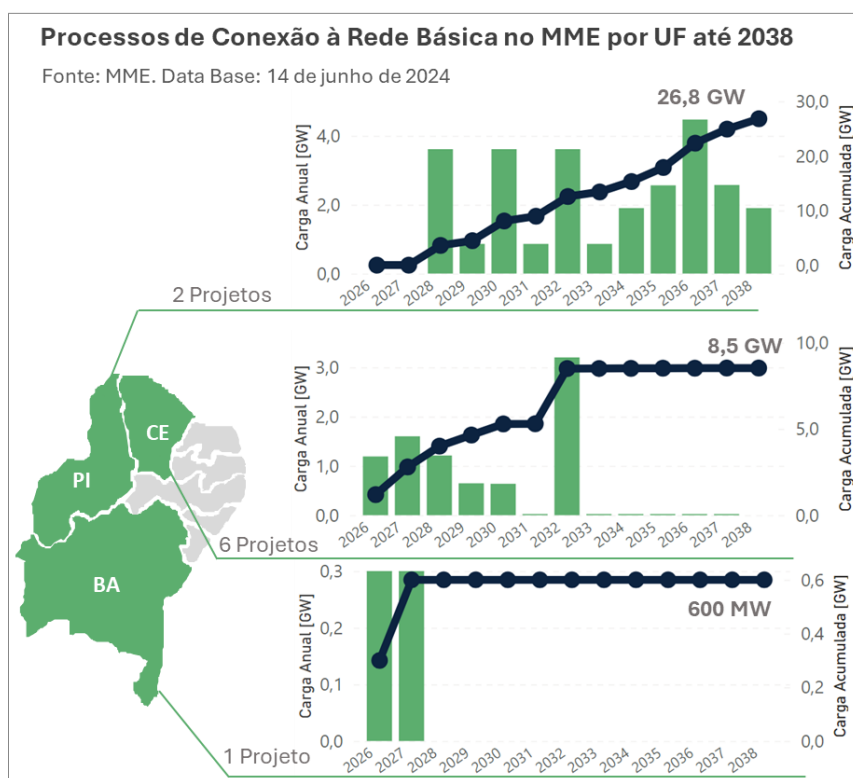
Por outro lado, a indústria do hidrogênio que vem se desenhando possui características bastante distintas das observadas no mercado de geração renovável como por exemplo: (i) mercado e tecnologia ainda em fase de desenvolvimento em nível global; (ii) porte elevado dos projetos para ganho de escala; (iii) localização concentrada; e (iv) número ainda reduzido de *players* no mercado.

Um resumo comparativo dessas características pode ser visualizado na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Tabela comparativa entre as características do mercado de geração renovável e da indústria de hidrogênio

Característica	Plantas de Geração Renovável	Plantas de Produção de Hidrogênio
Porte	Dezenas a centenas de MW	Centenas de MW a uma dezena de GW
Localização na Rede	Dispersa	Concentrada
Maturidade Tecnológica e de mercado	Alta	Em desenvolvimento
Concentração de Mercado	Baixa	Alta

De fato, os primeiros projetos de produção de hidrogênio anunciados no Brasil confirmam essa tendência mundial. De acordo com dados do MME, em que pese apenas 9 projetos tenham protocolado processos de acesso à Rede Básica de plantas industriais relacionadas à produção de hidrogênio, elas totalizam o impressionante montante de 35,9 GW de potência instalada até 2038 (Figura 4-7).

Figura 4-7 – Cronograma referencial de emissão dos estudos

Fonte: Elaboração EPE.

Esses montantes, concentrados em um número ainda reduzido de agentes de mercado, são inéditos para o segmento de consumo do setor elétrico brasileiro. A título de comparação, o valor de 35,9 GW corresponde a mais que o dobro da demanda máxima histórica de toda a região Nordeste (16,22 GW). Adicionalmente, todo o montante cadastrado tem interesse em fazer a conexão em apenas 3 subestações da Rede Básica, o que também confirma a característica de concentração locacional anteriormente mencionada.

Além disso, apesar dos diversos aprimoramentos que têm sido implementados no planejamento da transmissão ao longo dos últimos anos, ainda assim permanecem os riscos de descasamento temporal entre a implantação dos ativos de transmissão e das plantas de produção de hidrogênio.

Essa questão é um fator que pode afetar fortemente a decisão de investimento, tanto por parte do Poder Concedente no que se refere aos novos ativos de transmissão a serem planejados, quanto dos agentes da indústria de hidrogênio em relação às suas plantas industriais.

Atualmente, todo o processo de implantação de novos ativos de transmissão desde o planejamento à sua entrada em operação tem durado cerca de 7 anos, um prazo mais elevado que a implantação tanto dos projetos de geração quanto de produção de hidrogênio. Pela ótica do Poder Concedente, que toma a decisão de investimento em transmissão, é perceptível o elevado risco em decidir por uma expansão volumosa e antecipada da rede sem uma garantia de

que efetivamente será utilizada com o propósito planejado. Essa incerteza tem como causa raiz a alta concentração locacional de potência e de mercado da indústria de hidrogênio.

Similarmente, pela ótica da indústria de hidrogênio a percepção de risco também é bastante elevada visto que o investidor também necessita ter uma garantia de que haverá rede de transmissão dimensionada de forma adequada para o suprimento de sua planta industrial, que reque investimentos de grande monta.

Um aspecto fundamental do problema está na definição da dinâmica de evolução temporal mais adequada para a topologia da rede de transmissão. Nesse contexto, o planejamento deve avaliar quais obras devem ser recomendadas e em que momento deverão ser licitadas com uma visão de longo prazo que possibilite comportar as ampliações subsequentes. Sem essa perspectiva de longo prazo e uma estratégia que diminua as incertezas, torna-se alto demais o risco de arrependimento em razão de soluções que tornem a continuidade da expansão do sistema de transmissão mais cara ou mais complexa.

O desenho de uma estratégia de equilíbrio para enfrentar esse problema que se enquadra no clássico dilema do “ovo e galinha” é um dos desafios atuais do setor.

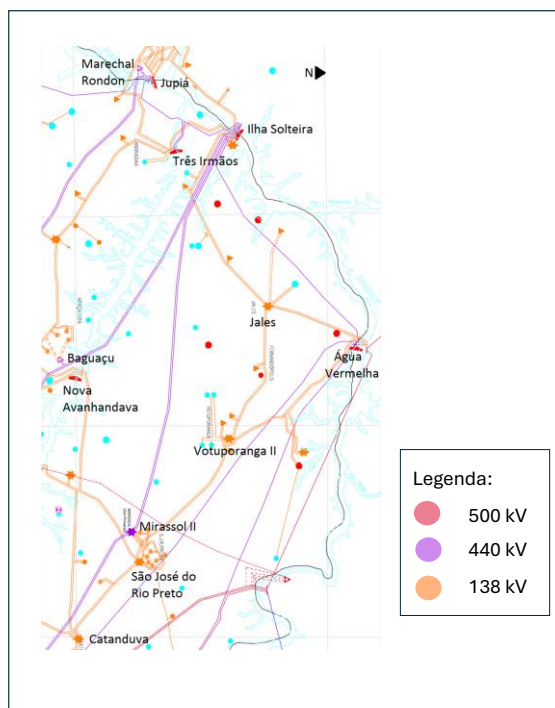
Em razão das características da indústria de hidrogênio que vêm se desenhando, a abordagem de planejamento prospectivo da transmissão tal qual foi utilizada para atendimento às plantas de geração renovável na última década, pode não ser o melhor caminho. Ajustes nessa abordagem e/ou a utilização de uma nova estratégia podem se mostrar mais eficazes para lidar com o mercado de hidrogênio, que tem uma dinâmica distinta dos projetos de geração renovável.

Apesar de todas as incertezas mencionadas, a EPE tem programado para o ano de 2024 o início de um estudo prospectivo de expansão da transmissão para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste. O maior desafio deste estudo está na definição de suas premissas, em especial o montante de carga a ser usado como premissa, a sua evolução ao longo do horizonte de planejamento e a sua localização.

Nesse sentido, ao longo do ano de 2024 a EPE em conjunto com o MME vem interagindo com as demais instituições do setor elétrico e outros *stakeholders* do setor de geração, transmissão e da cadeia de hidrogênio no sentido de definir as premissas e os condicionantes para esse estudo.

4.5 Estudo de Aumento de Confiabilidade e Introdução de Novas Tecnologias

A parte I do estudo de reforços no sistema DIT do estado de São Paulo, que avaliou a região apresentada na Figura 4-8 a seguir, foi finalizada em maio de 2024 e recomenda um conjunto de obras para reforço sistêmico na região de São José do Rio Preto e Votuporanga, objetivando aumentar a confiabilidade da rede de 138 kV da região noroeste do estado de São Paulo e atender plenamente ao crescimento da carga na região, assim como propiciar o aumento de margem para conexão de novas fontes de geração nesse sistema.

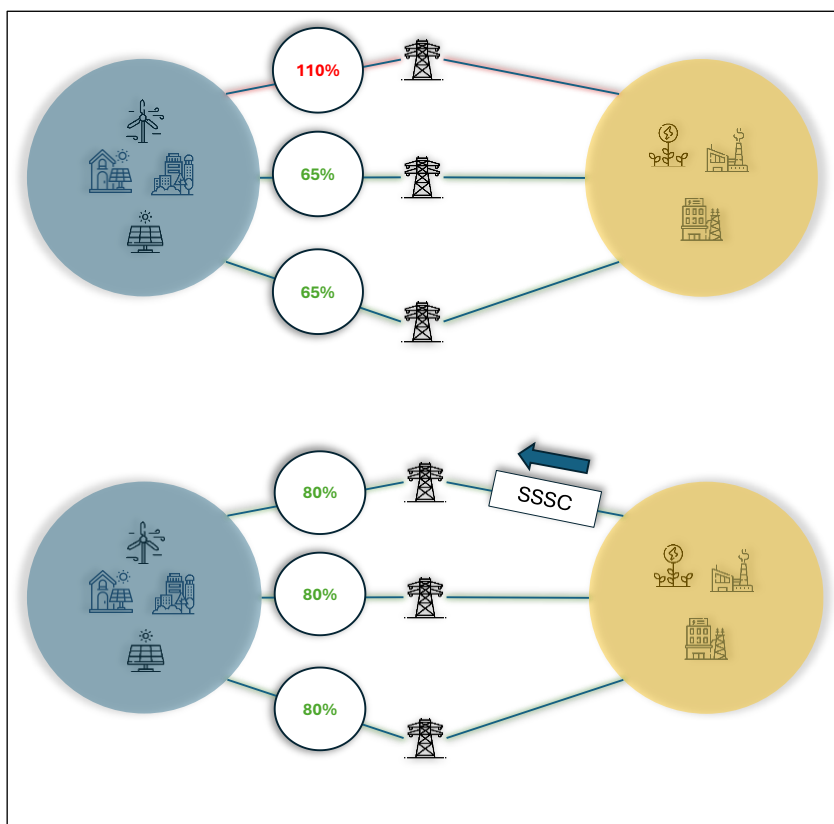
Figura 4-8 – Diagrama elétrico da região noroeste do estado de São Paulo

Fonte: Elaboração EPE.

Tendo em vista o porte do sistema DIT analisado e em linha com a visão de inovação tecnológica, entendeu-se como oportuno avaliar o portfólio de tecnologias existentes no mercado mundial que sejam aplicáveis a esse sistema e capazes de sanar os problemas identificados de forma robusta, eficiente e econômica.

Seguindo os critérios e procedimentos para as análises de mínimo custo global para a expansão do sistema de transmissão, o estudo trouxe um caráter inovador resultante das avaliações do portfólio tecnológico disponível no mercado, recomendando uma solução que utiliza dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), com base em eletrônica de potência para controle de fluxo de potência ativa e otimização da rede existente, até então não utilizada no sistema brasileiro, denominada SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).

O SSSC é capaz de fornecer uma variedade de benefícios, incluindo o controle independente do fluxo de potência ativa e a melhoria da capacidade de transferência de potência das linhas de transmissão. Esses dispositivos são especialmente úteis em situações em que o controle do fluxo de potência é necessário para otimizar o desempenho do sistema de energia, conforme exemplo na Figura 4-9.

Figura 4-9 – Exemplo de aplicação do SSSC para controle de fluxo em linhas de transmissão

Fonte: Elaboração EPE.

Um outro aspecto quanto à tecnologia SSSC é a sua modularidade e flexibilidade, pois ainda que o sistema evolua com alterações na rede, como, por exemplo, o seccionamento de linhas de transmissão, é possível manter a sua capacidade de controle de fluxo, seja incluindo novos módulos, ou mesmo transportando para outros pontos do sistema.

A expectativa é de adquirir experiência com a nova tecnologia SSSC, ainda que em uma escala de aplicação mais reduzida na rede, propiciando a abertura de um novo caminho de possibilidades de alternativas aplicáveis ao sistema interligado nacional como um todo.

4.6 Eliminação/Redução dos Encargos de Serviço de Sistema

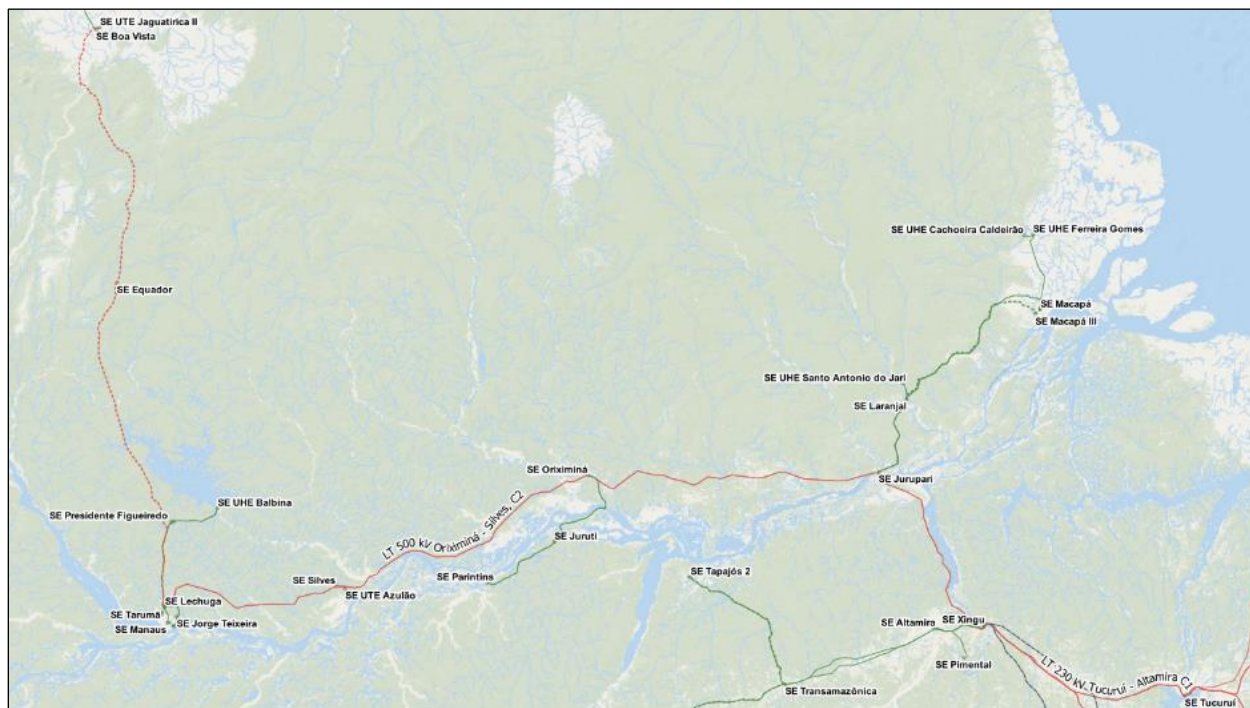
4.6.1 Solução Estrutural para Atendimento ao Amazonas

O estado do Amazonas e foi integrado ao Sistema Interligado Nacional – SIN por meio das obras licitadas nos Lotes A, B e C do Leilão ANEEL nº 004/2008. Esse sistema é composto por um longo eixo em 500 kV, com dois circuitos, implantados em mesma estrutura em toda a sua extensão, de aproximadamente 1.590 km. Esse eixo interliga a SE 500 kV Tucuruí à SE 500 kV Lechuga,

passando por 4 subestações intermediárias: a SE 500 kV Xingu, a SE 500 kV Jurupari, a SE 500 kV Oriximiná e a SE 500 kV Silves.

A Figura 4-10, a seguir, apresenta de forma esquemática o sistema atualmente em operação e em implantação que atende os estados do Amazonas, do Amapá e de Roraima.

Figura 4-10 – Diagrama eletrogeográfico da rede de transmissão que atende os estados do Amazonas, Amapá e Roraima



Fonte: Elaboração EPE.

As obras iniciais para interligação do estado do Amazonas, que entraram em operação comercial ao longo dos anos de 2013 e 2014, tinham como objetivo principal, à época em que foram planejadas, agregar maior confiabilidade de atendimento aos estados do Amazonas e Amapá. Segundo o relatório (EPE, 2011), o sistema foi concebido para atender até 1.850 MW de capacidade de transmissão em N-1, o que poderia ocorrer nas seguintes hipóteses previstas:

- Caso se considerasse somente a geração hidráulica mínima regional de 100 MW, nas usinas de Balbina e Coaracy Nunes, no ano de 2013.
- Caso se considerasse, além da geração hidráulica mínima regional, mais 450 MW em geração térmica em Manaus, no ano de 2017, ou posterior, com mais geração térmica.

Ou seja, à época da elaboração do estudo, a concepção da solução se baseou no atendimento aos critérios de planejamento da expansão vigentes, que consideravam a necessidade de atendimento ao critério N-1 sem a avaliação de perdas múltiplas.

É importante ressaltar que desde 2002, o planejamento da operação do SIN considera a possibilidade de ocorrência de contingências duplas, ainda que não houvesse o consenso entre os órgãos responsáveis pelo planejamento e pela operação sobre a necessidade ou não de se proporem soluções estruturais para problemas ocasionados por perdas duplas.

Nesse contexto, após a entrada em operação da solução ao longo dos anos de 2013 e 2014, e dada a característica topológica da solução estrutural, o ONS identificou o impacto significativo de uma eventual perda dupla no eixo 500 kV Xingu – Jurupari – Oriximiná – Silves – Lechuga teria no atendimento às cargas do estado do Amazonas e do Amapá. Especificamente, esse tipo de ocorrência poderia resultar em interrupções descontroladas de carga nesses estados, incluindo suas capitais. Para mitigar o risco desse tipo de ocorrência, o Operador passou a adotar um despacho preventivo de geração interna, que é predominantemente de origem termelétrica.

Nesse sentido, conforme consta no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, o ONS passou a considerar a análise de perdas duplas de circuitos de transmissão da rede de operação que compartilhem estruturas ou faixa de passagem. Cabe ressaltar que para as situações em que se verifique risco de corte descontrolado de carga devido à perda dupla de linhas de transmissão, o Operador utiliza de todos os recursos disponíveis para evitar as consequências de tal ocorrência fazendo uso, por exemplo, de restrições de intercâmbio e despacho de geração térmica fora da ordem de mérito.

Essa é a característica de operação que tem sido adotada no atendimento elétrico aos estados do Amazonas e Amapá, e é esperado futuramente para o estado de Roraima, haja vista a característica essencialmente radial dos sistemas de transmissão que atendem a esses estados.

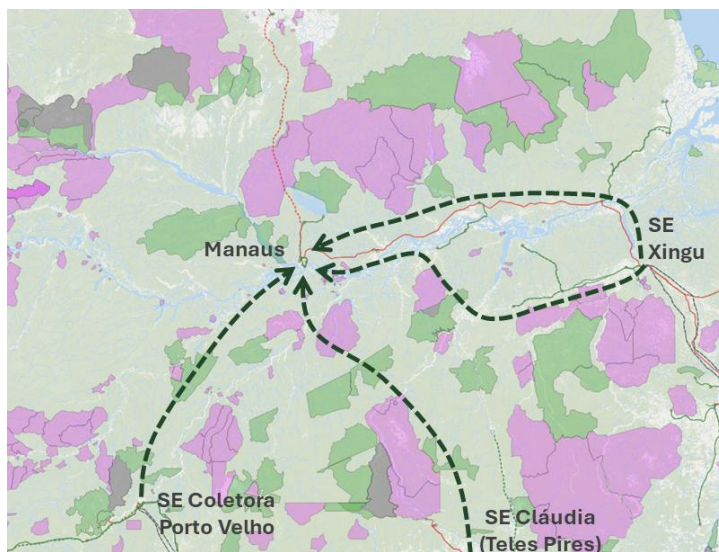
A operação desses sistemas se utiliza de despachos prévio de geração térmica por razões elétricas de confiabilidade para mitigar os impactos de eventuais contingências múltiplas nos sistemas de transmissão, contudo, essa operação vem onerando a conta de encargos a serem pagos pelos consumidores brasileiros, em especial a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que representa um dos principais componentes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Com o intuito de reduzir os custos de despacho térmico local por confiabilidade na região de Manaus e diminuir as emissões de gases de efeito estufa, o Ministério de Minas e Energia (MME) solicitou a elaboração de um estudo de planejamento, de maneira prioritária na programação de estudos da EPE, que recomende *“nova infraestrutura de transmissão capaz de eliminar a necessidade de contratação de geração de energia local por razões de confiabilidade e nova solução de transmissão que atenda o critério de perda dupla da interligação Tucuruí – Manaus”*.

Tal infraestrutura deve ser concebida de tal forma que *“necessariamente reduza a necessidade de manutenção do parque térmico na região por razões de reserva operativa ou critérios de continuidade e confiabilidade relacionados à perda dupla dos circuitos 1 e 2 da interligação de Manaus ao Sistema Interligado Nacional.”*

A EPE, atendendo ao comando do MME, iniciou o estudo da Região Metropolitana de Manaus, em outubro de 2023 e tem previsão de término em novembro de 2024.

A Figura 4-11 ilustra a área de interesse do estudo e as rotas preliminares que estão sendo analisadas para a solução estrutural.

Figura 4-11 – Cronograma referencial de emissão dos estudos

Fonte: Elaboração EPE.

4.6.2 Estudos Para a Interligação ao SIN de Sistemas Isolados do Amazonas e Pará

No final do ano de 2023, o estado do Amazonas era a unidade de federação com o maior quantitativo de sistemas isolados, totalizando 97 localidades, que são em sua maioria atendidas por meio de geração local a combustíveis fósseis. Com o intuito de estimular a busca pela eficiência econômica e energética para os sistemas isolados, e consequente redução estrutural da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a EPE publicou um total de três notas técnicas desde 2022 que envolveram majoritariamente o estado do Amazonas, com 34 localidades analisadas, e o estado do Pará, com 2 localidades:

- **EPE-DEE-NT-019/2022 (i):** Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN.
- **EPE-DEE-NT-046/2023 (ii):** Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia.
- **EPE-DEE-NT-022/2024 (iii):** Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA.

A Nota Técnica (i) teve como objetivo identificar as localidades do Amazonas para as quais a interligação tivesse um indicativo mínimo de viabilidade técnica e comparar os custos de conexão da localidade com os custos de geração isolada.

Para tanto, a EPE levou em consideração as informações de planejamento apresentado pela Amazonas Energia no ciclo de 2021 e a proximidade das localidades a centros ou já conectados

ao SIN, ou em vias de se conectar ou com conexão prevista no futuro. Nesta análise foram identificadas 21 localidades nestas condições, para as quais foram calculados os custos de conexão. Como resultado, concluiu-se que para 16 localidades a interligação poderia ser economicamente viável, com tendência de redução do valor a ser desembolsado pela CCC entre 2029 e 2041.

É importante salientar que no âmbito da Nota Técnica (i) não houve participação direta da distribuidora local, sendo consideradas pela EPE nesta primeira etapa soluções conceituais para a interligação. O objetivo do estudo foi atingido, uma vez que ele serviu de insumo para um detalhamento posterior da distribuidora Amazonas Energia, com foco apenas nas localidades cuja interligação apresentou-se benéfica.

Neste sentido, ao longo dos anos de 2022 e 2023, a EPE, o MME e a Amazonas Energia trabalharam em parceria para um melhor detalhamento da viabilidade de conexão não apenas das 16 localidades identificadas na Nota Técnica (i), mas também de outras 13 localidades adicionais sugeridas pela distribuidora, analisadas em diversos níveis de profundidade na Nota Técnica (ii).

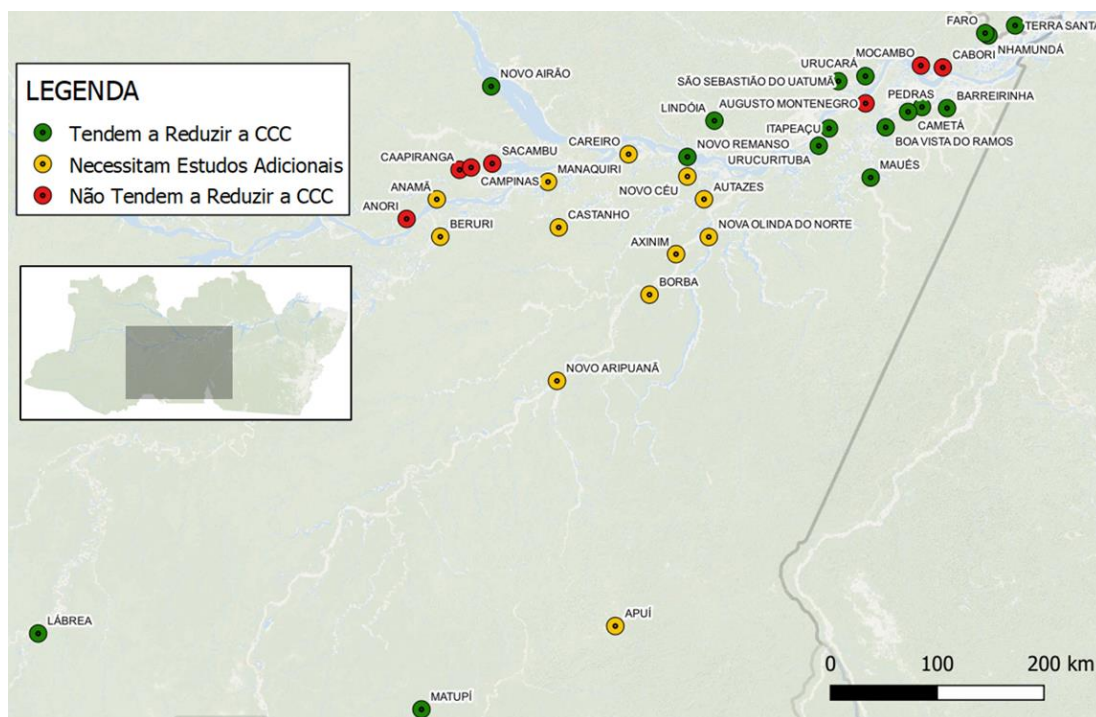
Concluiu-se na Nota Técnica (ii) que, deste rol de localidades, a conexão de 14 tendem a reduzir estruturalmente a CCC, com soluções detalhadas e confirmadas como viáveis pela distribuidora.

Adicionalmente, dentre as conclusões da Nota Técnica (ii), consta a necessidade de avaliar a possibilidade de conexão da localidade de Nhamundá-AM à localidade de Faro-PA, distante apenas 5 km em linha reta da localidade amazonense, visto que alternativas de conexão pelo próprio estado do Amazonas não se mostraram atrativas.

Nesse sentido, ao longo do ano de 2024 a EPE, o MME, a Amazonas Energia e a Equatorial Pará trabalharam em parceria para analisar a viabilidade dessa conexão. As localidades de Terra Santa-PA e Faro-PA já tinham a sua interligação definida e prevista anteriormente, porém verificou-se que a conexão de Nhamundá-AM a essa rede demandaria a alteração da solução inicialmente prevista, de forma a torná-la mais robusta, com consequente aumento do custo de investimento.

Por fim, a Nota Técnica (iii) analisou a interligação conjunta das três localidades e concluiu que mesmo com o aumento do custo de investimentos da solução, a possibilidade de interligar mais uma localidade (Nhamundá-AM) ao SIN traria benefícios econômicos, com redução estrutural da CCC.

A Figura 4-12 mostra de forma geográfica as localidades analisadas e a conclusão final das análises apresentadas pelas Notas Técnicas (i), (ii) e (iii).

Figura 4-12 – Localização geográfica dos sistemas isolados analisados

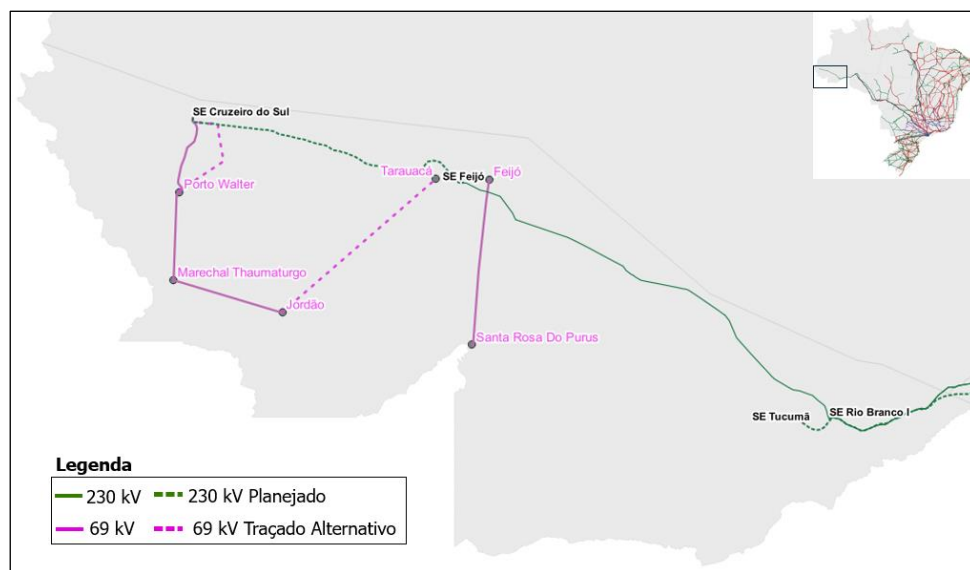
Fonte: Elaboração EPE.

Em síntese, das 36 localidades analisadas, concluiu-se que a interligação de 17 delas, conforme solução detalhada pelas distribuidoras envolvidas, tende a reduzir estruturalmente a CCC. Para outras 7 localidades, concluiu-se que pelas distâncias envolvidas e os montantes de carga, a interligação neste momento não se mostra vantajosa. Já para as 12 localidades restantes os estudos não foram conclusivos, sendo necessárias análises de viabilidade técnica adicionais, avaliação de soluções alternativas e/ou revisão de custos por parte das distribuidoras envolvidas.

4.6.3 Estudo para a Integração dos Sistemas Isolados do Acre

Com a publicação da Nota Técnica (EPE, 2023) a EPE concluiu a análise de viabilidade técnica e econômica da interligação ao SIN de três das quatro últimas localidades isoladas no estado do Acre, identificadas na Figura 4-13, que podem deixar de ser abastecidas por termelétricas a óleo diesel.

A Nota Técnica aponta a interligação dos municípios de Porto Walter, Marechal Thaumaturgo e Jordão, que dependentes e juntas a conexão dessas três localidades ao SIN têm potencial para reduzir o valor a ser desembolsado pela CCC a partir de 2033, 5 anos após a data considerada para a interligação, em 2028, evitando a emissão de 93.563 tCO₂eq.

Figura 4-13 - Trajetos estudados para interligação dos sistemas isolados no Acre

Fonte: Adaptado de (EPE, 2023).

É importante salientar que as análises não valoram outros aspectos positivos da interligação, como (i) a diferença entre a vida útil regulatória dos ativos de distribuição e os prazos contratuais praticados nos últimos leilões de sistemas isolados; (ii) os benefícios econômicos de um eventual mercado de carbono; (iii) conforto para um desenvolvimento local em cenários mais arrojados de demanda, sem eventual necessidade de licitar a contratação de novos parques em adição aos parques existentes; (iv) avanços na infraestrutura de telecomunicação dessas regiões; e, por fim, (v) aderência às políticas de universalização e desenvolvimento da unidade federativa, posto que a infraestrutura de rede é vetor de desenvolvimento e transformação regional.

Cabe destacar que os custos das obras de distribuição dependerão agora da avaliação detalhada, a ser realizada pela distribuidora Energisa Acre que já recebeu a nota com antecedência. O Ministério de Minas e Energia (MME) segue acompanhando e fomentando a interligação e transição energética.

4.7 Aumento da Resiliência do Sistema Frente a Eventos Climáticos Extremos

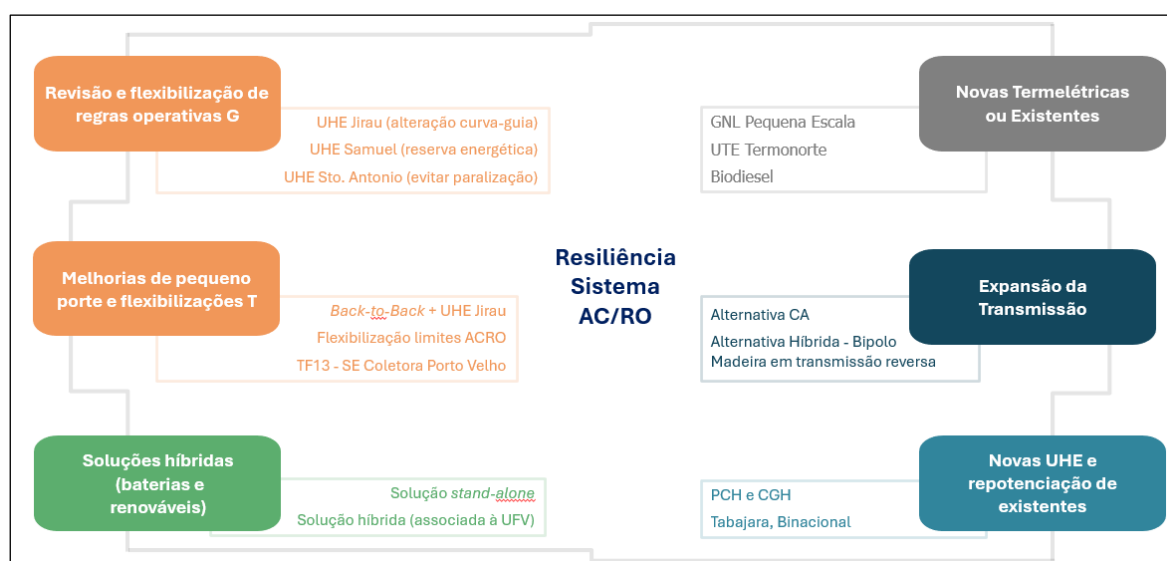
No ano de 2023 a região Norte do país passou por uma condição de estiagem severa, que impactou fortemente as vazões do rio Madeira. Essa crise hídrica levou ao desligamento completo da usina de Santo Antônio, fato inédito desde a sua motorização e a uma operação da UHE Jirau com número de máquinas extremamente reduzido, com apenas 7 unidades geradoras sincronizadas.

A EPE, em (EPE, 2023), realizou uma ampla pesquisa bibliográfica acerca de resiliência, mudanças climáticas e adaptação, com o intuito de sistematizar as principais referências identificadas (instituições, estudos, base de dados e ferramentas) e construir um panorama do conhecimento sobre a resiliência climática em sistemas elétricos em um contexto de adaptação das mudanças climáticas.

Devido às dimensões continentais do Brasil, os riscos associados às mudanças climáticas são distintos entre as regiões. Ao mesmo tempo, a distribuição do parque gerador também não é uniforme, tanto em termos espaciais quanto em capacidade instalada e características de cada uma das fontes, fatores estes que afetam a resiliência dos estados Rondônia e Acre.

O estudo realizado visou identificar o desempenho do sistema de transmissão que supre os estados de Rondônia e Acre em cenários energéticos caracterizados por situações climáticas críticas. Nos cenários mapeados, buscou-se avaliar, possíveis flexibilizações operativas, riscos associados, reforços e ampliações na rede de transmissão para suportar os cenários energéticos extremos e mitigar os riscos mapeados, através de alternativas de médio e longo prazo, contemplando análises integradas de Geração e Transmissão, conforme ilustrado na Figura 4-14.

Figura 4-14 – Soluções avaliadas para aumento da Resiliência no Acre e Rondônia



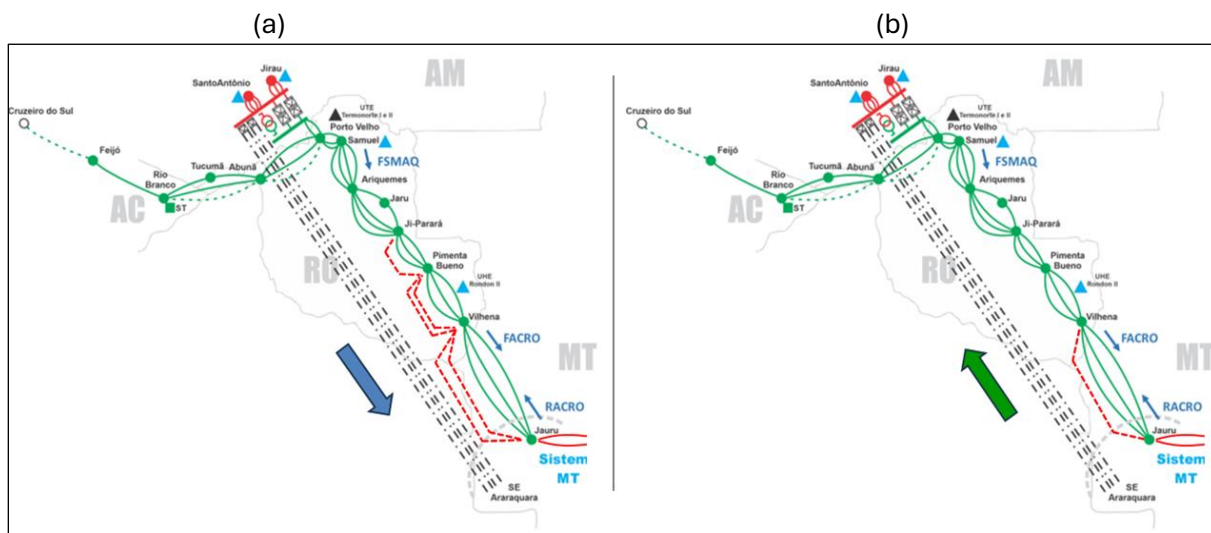
Fonte: Adaptado de (EPE, 2024).

Os estados de Rondônia e Acre têm suas cargas atualmente supridas através de um eixo de linhas de transmissão 230 kV que partem da subestação Jauru, no estado do Mato Grosso, e atravessam o estado de Rondônia até o Acre. Por sua vez, as UHEs Jirau e Santo Antônio, 5ª e 6ª maiores usinas de energia elétrica do Brasil respectivamente, se conectam à subestação Coletora Porto Velho, que têm o escoamento da maior parte da sua energia através de dois bipolos em corrente contínua para Araraquara, em São Paulo, de maneira expressa.

Dentre as alternativas estudadas para a expansão da transmissão, foram estudadas duas alternativas conforme ilustrado na Figura 4-15.

A primeira alternativa, é a ampliação da interligação em corrente alternada existente entre Mato Grosso e Rondônia, com novas linhas de transmissão de 500 kV de Jauru até Ji-Paraná. Já a segunda alternativa consiste na operação dos bipolos de corrente contínua do Madeira durante os períodos de baixa hidraulicidade das usinas de Santo Antônio e Jirau, enviando energia de São Paulo para Rondônia.

Figura 4-15 - Topologia elétrica simplificada das alternativas estudadas para aumento da Resiliência no Acre e Rondônia. (a) Alternativa CA, (b) Alternativa híbrida.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2024).

Para ambas as alternativas de expansão da rede de transmissão elencadas acima, os estudos indicam que seria possível aumentar o limite total de recebimento do subsistema Acre-Rondônia passa de 440 MW para cerca de 1.500 MW.

Conforme detalhado em (EPE, 2024), a alternativa de operação do bipolo em modo reverso, com reforços na rede, mostrou-se a de melhor desempenho técnico-econômico, ao prover um eixo alternativo de suprimento, usando instalações já existentes, o que faz com que a solução necessite de menos obras e, portanto, de investimentos menores.

No entanto, ressalta-se que a viabilidade técnica da reversão dos bipolos de corrente contínua do Madeira continua sendo avaliada em estudos de detalhamento, que serão realizados pelas transmissoras que detêm os equipamentos já em operação comercial.

Espera-se que a solução completa, incluindo reforços para as redes CA e CC sejam licitadas já no ano de 2025.

4.8 Evolução das Capacidades das Interligações Regionais

A expansão da interligação elétrica entre regiões possibilita o aproveitamento otimizado dos recursos energéticos disponíveis no sistema, proporcionando a gestão da complementaridade sazonal entre bacias hidrográficas e intradiária entre fontes renováveis como eólica e solar, bem como o aproveitamento dos efeitos de portfólio.

Do ponto de vista elétrico, essa expansão é importante porque viabiliza uma gestão mais global dos recursos disponíveis no sistema, tais como inércia e reserva de potência operativa, proporcionando maior resiliência para o sistema face a variações na carga, na geração ou até mesmo na contingência de grandes blocos de transmissão.

Adicionalmente, a expansão das interligações também causa impactos positivos na formação de preços, permitindo a exportação de excedentes de energia gerada por fontes com custo operacional mais baixo para o atendimento à demanda de subsistemas cujo custo marginal de operação seja mais elevado.

As seções a seguir tratam das perspectivas para a expansão das interligações elétricas regionais no horizonte 2034.

4.9 Configurações de Rede Analisadas

Para a realização das análises dessa seção, foram consideradas quatro configurações de referência para o SIN: (i) sistema existente em junho de 2024; (ii) sistema planejado até dezembro de 2027, considerando apenas obras já licitadas; (iii) sistema planejado até dezembro de 2030, considerando, também, as obras já licitadas, associadas aos estudos (B), (C), (D) e (E) da seção 1.2.1; e (iv) sistema planejado, com operação prevista a partir de 2032, considerando obras a serem recomendadas pelo estudo (F) da mesma seção.

Adicionalmente, no particular à região Sul, também foi avaliada uma configuração complementar (v), que contempla a solução referencial planejada, com operação prevista a partir de 2036, a ser recomendada pelo estudo (F).

Cabe destacar que a análise dessa configuração complementar visa auferir, preliminarmente, em caráter de sensibilidade, os ganhos a serem obtidos com essa expansão futura.

4.10 Impacto das Obras Planejadas nos Limites das Interligações

A Figura 4-16 ilustra a expressiva evolução da capacidade de exportação total da Região Nordeste ao longo do período de análise.

Nota-se que os empreendimentos já licitados, recomendados pelos estudos de (B) a (E), contemplando o novo sistema em corrente contínua em ± 800 kV CC Graça Aranha – Silvânia, denominado Bipolo Nordeste I, possibilitam a atualização da capacidade de exportação da

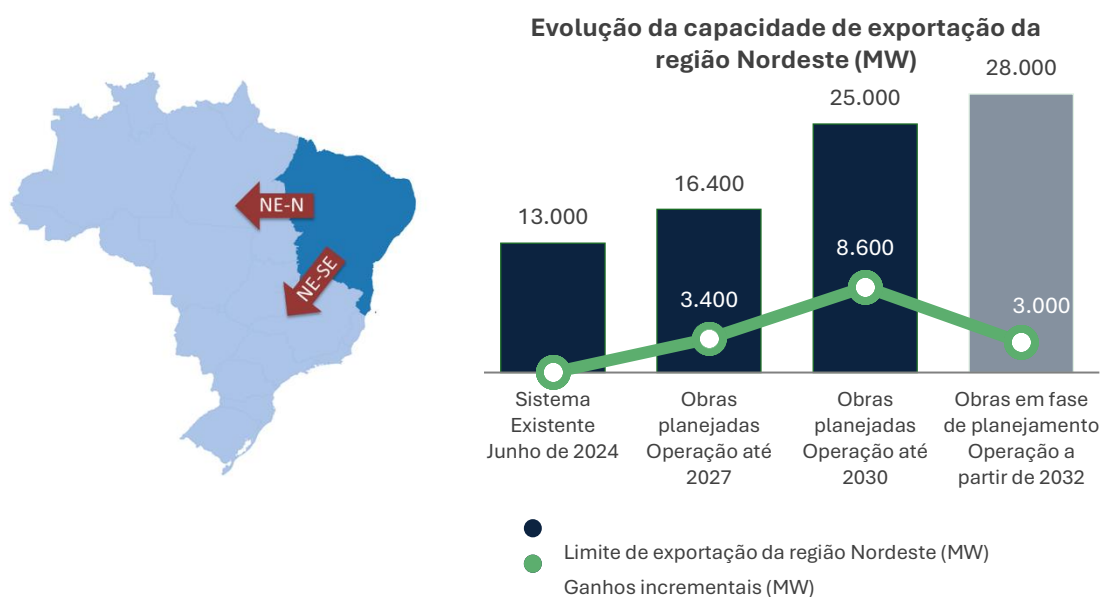
região Nordeste para 25 GW, a partir de sua entrada em operação, prevista para ocorrer até o ano 2030, proporcionando praticamente a duplicação do limite atual dessa interligação.

Após a entrada em operação do bipolo Nordeste II, cuja recomendação deverá ser feita a partir do estudo (F), o limite de exportação da região Nordeste poderá atingir 28 GW.

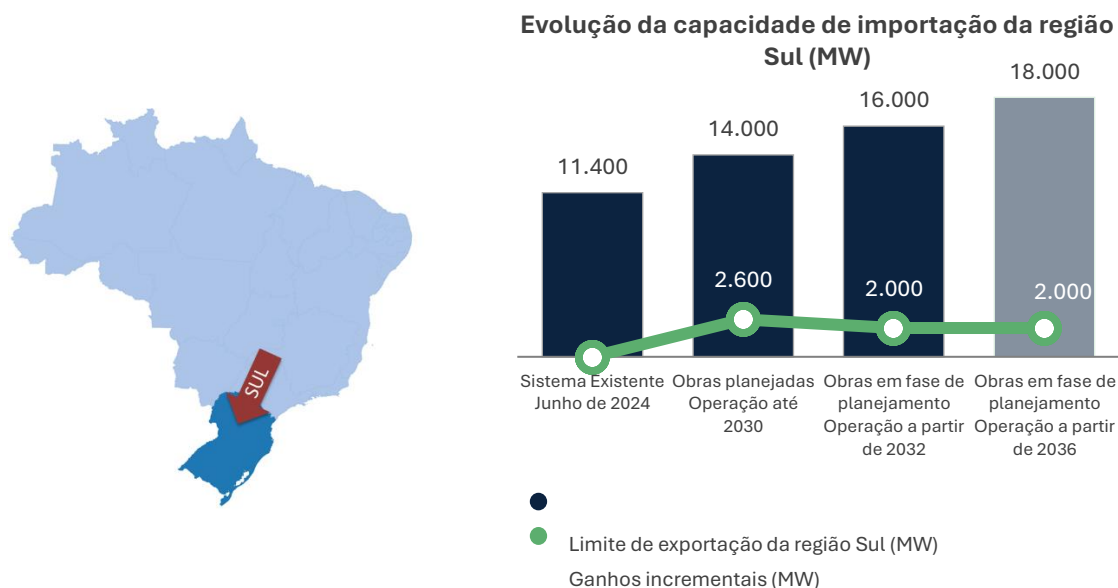
Por fim, a Figura 4-17 ilustra os ganhos na capacidade de importação de energia esperados para a região Sul, a partir da entrada em operação de importantes eixos de transmissão planejados, cuja recomendação ocorrerá por meio do estudo (F), que agregarão ao todo, 4 GW de capacidade adicional de importação, sendo 2 GW a partir do ano 2032 e 2 GW a partir do ano 2036.

Conforme já mencionado, a evolução do limite dessas interligações traz benefícios sistêmicos para o SIN, à medida que proporciona a exportação de energia de menor custo, proveniente da abundante oferta renovável, do subsistema Nordeste para os demais, além de tornar o sistema interligado menos susceptível a riscos de escassez e mais seguro no que diz respeito ao suprimento eletroenergético.

Figura 4-16 - Evolução da capacidade média de exportação total da região Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-17 - Evolução da capacidade média de importação da região Sul

Fonte: Elaboração EPE.

4.11 Tratativas sobre as Interligações Internacionais

Historicamente, as interligações internacionais têm demonstrado ser um importante recurso eletroenergético para o sistema brasileiro.

Essa seção objetiva caracterizar as interligações internacionais existentes e apresentar as análises associadas à modernização dessas instalações, assim como atualizar informações sobre as iniciativas em andamento, como o caso do SIESUR - *Sistema de Integración Energética del Sur*, capitaneado pelo BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento) e pela OLADE (Organização Latino-Americana de Energia), e outras iniciativas como a do Arco Norte e as recentes tratativas do Comitê Técnico Binacional Brasil – Bolívia.

4.12 Interligações Internacionais Existentes

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, o Brasil possui ainda interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela.

Tendo em vista o tempo de operação da maior parte dessas interligações, a possibilidade de modernização ou ampliação, e mesmo de desativação de alguns desses pontos, tem sido objeto de constantes análises conjuntas da EPE e do ONS em atenção às solicitações do Ministério de Minas e Energia (MME).

Os itens a seguir apresentam uma visão geral sobre as interligações existentes com cada um dos países, assim como as tratativas que já foram ou que vêm sendo realizadas no âmbito do setor elétrico brasileiro.

4.12.1 Paraguai (UHE Itaipu)

O sistema de transmissão responsável pelo escoamento de energia da UHE Itaipu é composto por três linhas de transmissão de corrente alternada em 765 kV, uma linha de corrente alternada em 525 kV, e por dois bipolos de corrente contínua em alta tensão (CCAT), em ± 600 kV.

Cumprir notar que os bipolos 1 e 2 de Itaipu, projeto inovador à época em tecnologia e classe de tensão, iniciaram sua operação nos anos de 1984 e 1987, respectivamente, atingindo, portanto, cerca de 40 anos (bipolo 1) e 37 anos (bipolo 2) de operação. Tais valores são superiores aos da experiência internacional quanto à vida útil média de importantes elementos que compõem instalações de bipolos CCAT de tecnologia e porte similar (Cigre, 2016), o que motivou Furnas, responsável pelos referidos bipolos, a apresentar ao MME uma proposta para a sua modernização.

Dessa forma, em dezembro de 2018, o MME iniciou então a avaliação, com o apoio da EPE, do ONS, e da ANEEL, dos condicionantes técnicos, econômicos, regulatórios e comerciais para a modernização do sistema de transmissão em corrente contínua associado à UHE Itaipu, com foco nas subestações conversoras da subestação de Foz do Iguaçu e da Subestação Ibiúna, a partir da proposta inicialmente apresentada por Furnas.

Como parte dessa atividade, EPE e ONS emitiram, em junho de 2020, a Nota Técnica EPE-DEE-NT-099/2019/ONS-NT-0118/2019⁵⁶ (EPE/ONS, EPE-DEE-NT-099/2019-rev1/ONS NT 0118/2019 Modernização do Sistema CCAT de Itaipu: Considerações quanto a aspectos eletroenergéticos e técnicos, 2020), tratando dos aspectos eletroenergéticos e técnicos associados à modernização das conversoras em questão.

De forma geral, os estudos eletroenergéticos efetuados indicaram que o fator primordial que justifica a modernização do sistema CCAT é a contribuição que esse elo pode proporcionar, a custo competitivo, no atendimento à crescente necessidade de capacidade de ponta no SIN a partir da geração da UHE Itaipu.

Também indicaram os estudos que a modernização inicialmente das conversoras de apenas um dos dois bipolos, com as mesmas características dos atuais, consiste na estratégia mais adequada sob a ótica técnica, ficando a decisão quanto a uma posterior modernização do segundo bipolo condicionada à investigação mais detalhada sobre a projeção da carga do Paraguai e sobre a coincidência das demandas máximas do Brasil e Paraguai, variáveis estas determinantes dos excedentes de energia disponíveis para o sistema brasileiro.

⁵⁶ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>

Destaca-se que as substituições das instalações referidas no parágrafo anterior foram incorporadas pelo MME ao POTEE 2020 – 1ª Emissão (aba DIT Itaipu)⁵⁷, publicado em fevereiro de 2021. Em ato contínuo, a Resolução Autorizativa ANEEL nº 11.324, de 8 de março de 2022, autorizou a execução da obra.

Conforme disposto no art. 2º da referida Resolução Autorizativa ANEEL, os investimentos e despesas associadas a revitalização serão integralmente custeados por Itaipu Binacional, segundo Convênio de Cooperação Técnica/Financeira nº 45000059855 celebrado entre Itaipu Binacional e Furnas Centrais Elétricas S.A., não sendo objeto, portanto, de análise nas revisões de receita do Contrato de Concessão da transmissora.

O projeto de modernização do bipolo 1 de Itaipu segue em execução, com previsão de conclusão do ato legal para janeiro de 2026, conforme dados do Monitoramento da Expansão da Transmissão.

4.12.2 Argentina

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo *back-to-back*.

A primeira conversora, Uruguaiana, de menor porte (50 MW de potência nominal), entrou em operação no ano de 1994, se conectando ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV entre a subestação de Uruguaiana, no Brasil, e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

Em junho de 2020, após consulta do MME, foi recomendado pela Nota Técnica EPE-DEE-NT-036/2020/ONS DPL-REL-0160/2020⁵⁸ (EPE/ONS, EPE-DEE-NT-036/2020/ONS DPL-REL-0160/2020 Concessão da Conversora de Frequência de Uruguaiana, 2020) o descomissionamento da conversora de Uruguaiana, com análises fundamentadas na evolução do SIN, nas características construtivas e no histórico de utilização dessa conversora. Tal recomendação foi ratificada pelo MME, por meio da Portaria Nº 654/GM/MME, de 13 de junho de 2022.

A segunda conversora, de maior porte denominada Garabi, é composta por duas unidades de 1.100 MW cada, que entraram em operação nos anos de 2000 e 2002, respectivamente. Essa conversora se conecta no lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV entre Garabi e Rincón e, no lado brasileiro, por linhas em 525 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo e Itá.

No início da década de 2010, essas instalações foram equiparadas aos concessionários de serviço público de transmissão de energia elétrica, tendo como base prazos de vigência que se encerravam entre os anos de 2020 e 2022.

⁵⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-de-outorgas-de-transmissao-de-energia-eletrica-potee/documentos/2020>

⁵⁸ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>

Considerando o tempo de operação superior a 20 anos, a EPE e ONS emitiram a Nota Técnica EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL 0062/2021⁵⁹ (EPE/ONS, 2021) contemplando uma análise sobre a modernização necessária para a continuidade da operação das instalações das conversoras Garabi I e II, o que subsidiou a tomada de decisão do MME quanto à licitação dessas obras.

A continuidade da prestação do serviço público de transmissão existente, assim como a revitalização dos sistemas de controle e de teleproteção das conversoras constaram do Lote 5 do Leilão de Transmissão ANEEL 002/2022, sendo arrematado pela transmissora TAESA. O contrato de concessão foi assinado em 30 de março de 2023, com prazo de conclusão das obras de modernização determinado para 30 de março de 2028.

4.12.3 Uruguai

A primeira interligação elétrica entre Brasil e Uruguai foi constituída em 2001, a partir de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai), e conectada ao lado brasileiro a partir de uma linha de transmissão em 230 kV até a subestação de Santana do Livramento.

Posteriormente, em 2016, a interligação entre os países foi incrementada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 500 MW, localizada em Melo (Uruguai), com integração ao Brasil a partir de uma linha de transmissão em 525 kV até subestação de Candiota, que possui uma transformação 525/230 kV e se interliga ao SIN por meio de uma linha de transmissão em 230 kV até a subestação Presidente Médici.

Referente à interligação de Rivera, salienta-se que a outorga das instalações associadas expirou no início de 2021, sendo que a Resolução ANEEL nº 043/2001 estabeleceu que, nessa ocasião, os bens e instalações que compõem o sistema de transmissão em questão deveriam ser incorporados, sem ônus, ao patrimônio da União, caso fossem reconhecidos como de utilidade para o serviço de energia elétrica ou para continuidade da integração energética entre o Brasil e o Uruguai.

Assim, em atenção a uma solicitação do MME, feita em novembro de 2021, a EPE e o ONS manifestaram favoravelmente quanto à oportunidade e conveniência da manutenção da operação das conversoras de Rivera, face às contribuições eletroenergéticas para o SIN.

4.12.4 Venezuela

A interligação Brasil – Venezuela entrou em operação de 2001, sendo constituída por linhas de transmissão, em circuito simples, de 400 kV e de 230 kV até a subestação (SE) Boa Vista 230/69 kV, com 513 km compreendido pela LT 400 kV Macágua – Las Claritas e pela LT 230 kV Las Claritas – Santa Elena de Uiarén, de propriedade da Corpoelec, e 195 km, referente à LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista, de propriedade da Eletrobras Eletronorte.

⁵⁹ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>

Até março de 2019, quando houve a interrupção de fornecimento pela Venezuela, o Sistema Elétrico de Roraima operava interligado ao Sistema Elétrico Venezuelano. No entanto, de 2015 até 2019 foi verificado um alto número de desligamentos com interrupção total das cargas do estado de Roraima, sobretudo devido à piora no desempenho da Interligação Brasil – Venezuela, o que motivou a desconexão entre esses dois sistemas.

Em 2023, o Governo Federal editou o Decreto nº 11.629/2023, com regra que possibilitou a importação de energia elétrica para atendimento a sistemas isolados, mediante redução da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), encargo pago pelos consumidores. A efetiva importação, todavia, depende de ofertas feitas pelos agentes de importação autorizados por meio de Portaria, que são submetidas à análise de viabilidade pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). O colegiado fica responsável por verificar o real benefício para o consumidor, por meio da redução da CCC, observando, ainda, a garantia da segurança energética.

É importante destacar que, na prática, para uma operação interligada do Sistema Elétrico da Venezuela ao SIN mais segura, torna-se essencial a realização de estudos aprofundados para a definição de uma nova infraestrutura de interligação entre os dois países. Isso poderia incluir, por exemplo, a implementação de uma estação conversora de frequência e as respectivas expansões associadas.

4.13 Iniciativas para Interligações Internacionais Futuras

4.13.1 SIESUR (Sistema de Integración Energética del Sur)

O SIESUR, uma das principais iniciativas em andamento, foi concebido para a realização de uma agenda de trabalho que objetiva promover uma maior integração energética regional para o benefício dos países do Cone Sul. O grupo, atualmente, é integrado por representantes dos governos da Argentina, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai, e conta com o apoio da OLADE, da CIER (*Comisión de Integración Energética Regional*), do BID e da CAF (Corporação Andina de Fomento).

Os estudos desenvolvidos no âmbito da iniciativa SIESUR poderão proporcionar resultados positivos e relevantes, na medida em que suas análises e diagnósticos terão potencial de contribuir significativamente para uma melhoria na eficiência das trocas de eletricidade entre países que fazem parte do SIESUR, que podem ser a partir da infraestrutura de interconexão existente, ou mesmo de indicações de expansões futuras. A implementação das propostas resultantes destes estudos poderá proporcionar aos países melhorias e benefícios tanto econômicos como ambientais, fruto de aumento de eficiência no uso das fontes energia disponível e das eventuais complementaridades identificadas.

As mesas de diálogo no âmbito do SIESUR foram iniciadas em 14 de dezembro de 2018, na cidade de Montevideo, Uruguai, e desde então seguiram ocorrendo com alternância do país anfitrião, sendo a última (8ª mesa) ocorrida em fevereiro de 2024. Dentre os produtos acordados desse encontro, cujos aspectos e requisitos para o desenvolvimento ainda serão definidos em reuniões específicas, pode-se mencionar: i) estudo prospectivo sobre oportunidades de intercâmbio até

2030; ii) plataforma aberta de dados com informações de sistemas elétricos; iii) modelagem retrospectiva de intercâmbios entre países do SIESUR; e iv) análise comparativa da regulamentação da operação técnica e comercial para os intercâmbios entre países do SIESUR.

4.13.2 Arco Norte

A iniciativa denominada Arco Norte é um projeto de integração elétrica internacional no norte do continente sul-americano, que teve início em 2010 e contou com a realização de uma série de estudos técnicos que se desenvolveram até meados de 2019. O objetivo do projeto de interligação do Arco Norte é avaliar uma interligação elétrica entre os sistemas energéticos da Guiana Francesa, Guiana, Suriname (países do Arco Norte) e os estados brasileiros do Amapá e Roraima, totalizando cerca de 1.900 km de linhas de transmissão em alta tensão (Figura 4-18), integrada com um plano ótimo de expansão da geração elétrica.

Figura 4-18 – Projeto de Integração do Arco Norte



Fonte: MME.

Os benefícios esperados são de redução dos custos de geração futura e garantia de um nível adequado de segurança do abastecimento dessa região, com minimização dos custos totais de investimento e operação, bem como os impactos socioambientais.

Como benefício adicional, o sistema energético interligado do Arco Norte poderia permitir a extensão das redes de transmissão existentes a áreas que atualmente são isoladas, expandindo, assim, o acesso à rede interligada na região do Arco Norte. O potencial de exportação da Guiana Francesa, Guiana e Suriname poderia incentivar o desenvolvimento de grandes fontes de energia limpa (principalmente hidrelétricas) nesses três países, dada a complementação hidrológica com o sistema elétrico brasileiro como um todo.

Um dos principais desafios para essa integração é que os países do Arco Norte têm diferentes níveis de proteção para terras indígenas e áreas ambientalmente protegidas, o que pode ser um fator crítico para a implantação de novos projetos de geração e transmissão.

Como os estudos técnicos foram realizados em um outro contexto, entende-se que seria necessária a realização de um estudo atualizado, considerando as evoluções que ocorreram, principalmente, na matriz elétrica brasileira, de forma a avaliar a viabilidade técnico-econômica dessa integração.

4.13.3 Comitê Técnico Binacional Brasil – Bolívia

Em julho de 2024, o MME assinou memorandos de entendimento com a Bolívia. Um deles prevê a interconexão dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica.

O objetivo do plano de conexão via sistema de distribuição é o de fornecer energia elétrica a localidades no norte da Bolívia, cujas redes elétricas atualmente operam de forma isolada. Essa interligação com o Brasil poderá contribuir na descarbonização de parte da Amazônia entre os dois países, e se dará entre as subestações Guajará-Mirim (RO/Brasil) e Guayaramerin (Bolívia), e entre as subestações Eptaciolândia (AC/Brasil) e Cobija (Bolívia). O plano está dividido em duas fases: a primeira envolve a conexão em tensão de 34,5 kV e a segunda, a conexão em mais alta tensão (138 kV).

No que diz respeito ao plano de interligação elétrica com a Rede Básica do SIN, a Bolívia apresentou uma proposta também compreendendo duas fases: i) interconexão elétrica de Brechas (BOL) - Germán Busch (BOL) - Corumbá 2 (BR) (até 420 MW); e ii) análise de alternativas de interconexão em corrente contínua de Germán Busch (BOL) até à SE Corumbá 2 (BR) ou SE Rio Verde (BR) (+ 500 MW). Ao final da fase II, a proposta da Bolívia consiste na transferência de 920 MW de energia entre os dois países. Cabe ressaltar que essas propostas ainda serão validadas por estudos técnicos brasileiros.

As tratativas com a Bolívia para esse tópico seguem abertas e são objeto de discussão em reuniões periódicas entre as equipes técnicas do governo Boliviano, ENDE, e do Ministério de Minas e Energia, no Brasil.

4.14 Sinalização Econômica para o Setor

4.14.1 Investimentos Previstos e Evolução Física do SIN

Para o levantamento das estatísticas do PDE 2034, foram considerados apenas os estudos de planejamento concluídos até maio de 2024. Dessa forma, alguns dos estudos referidos na seção 1.2 não foram contemplados.

Além disso, conforme premissa geral para este PDE, os valores dos investimentos na expansão do sistema de transmissão foram referidos a dezembro/2022.

Considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento, buscou-se avaliar a dinâmica temporal de realização desses investimentos a partir de diferentes cenários de expansão, cada qual baseado em hipóteses específicas de implantação dos empreendimentos sem outorga (SO), mantendo-se a programação de execução dos empreendimentos com outorga (CO), cujos investimentos já foram realizados.

Os cenários considerados nas análises podem ser caracterizados conforme a seguir:

- Cenário de referência: cenário base deste PDE; considera a data de necessidade das obras SO conforme os últimos diagnósticos regionais dentro do horizonte de 2034 e a data de tendência de acordo com os prazos médios do processo de outorga.
- Cenário otimista: considera antecipações das obras SO em relação à data de tendência do cenário de referência.
- Cenário pessimista: não considera a implantação das obras SO.

Cabe destacar que os cenários otimista e pessimista representam hipóteses mais extremas de expansão sendo, portanto, menos prováveis de ocorrência. Já o cenário de referência consiste em cenário mais realista, elaborado com informações mais atualizadas sobre o sistema, o que justifica o seu estabelecimento como cenário base.

A Figura 4-19 ilustra os resultados das expansões do sistema em cada cenário. Como pode ser observado, o cenário otimista envolve investimento total de R\$ 153,0 bilhões até o ano horizonte de 2034. Por sua vez, os cenários de referência e pessimista envolvem investimentos inferiores, em torno de R\$ 128,6 bilhões e R\$ 114,7 bilhões (por premissa, este número representa o total já outorgado nos demais cenários).

Informações adicionais acerca da expansão do sistema de transmissão considerando os cenários avaliados podem ser acessados a partir da planilha eletrônica disponibilizada junto com este PDE, onde são indicados os empreendimentos previstos em cada unidade federativa até dezembro de 2034 e as datas de implantação previstas em cada caso.

Nos próximos itens, são detalhados os resultados obtidos para o cenário de referência.

4.14.2 Cenário de Referência

As figuras e tabelas apresentadas nessa seção destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2025-2034, considerando o cenário de referência.

Conforme verificado na Figura 4-20, o montante total de investimentos previsto é de R\$ 128,6 bilhões, sendo R\$ 88,3 bilhões (69%) em linhas de transmissão e R\$ 40,3 bilhões (31%) em subestações.

No caso das linhas de transmissão, o investimento total de R\$ 88,3 bilhões pode ser segregado da seguinte forma:

- R\$ 80,6 bilhões (91%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão já outorgadas, ao passo que R\$ 7,7 bilhões (9%) são relacionados a instalações ainda sem outorga definida, como mostra a Figura 4-21.
- R\$ 41,8 bilhões (48%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R\$ 26,9 bilhões no submercado Nordeste (30%), R\$ 10,7 bilhões no submercado Sul (12%) e R\$ 8,9 bilhões no submercado Norte (10%), conforme a Figura 4-22. Cabe destacar que, no caso de

linhas de interligação regional, os investimentos foram divididos igualmente entre as localidades em questão, já que as instalações geram benefícios para ambas.

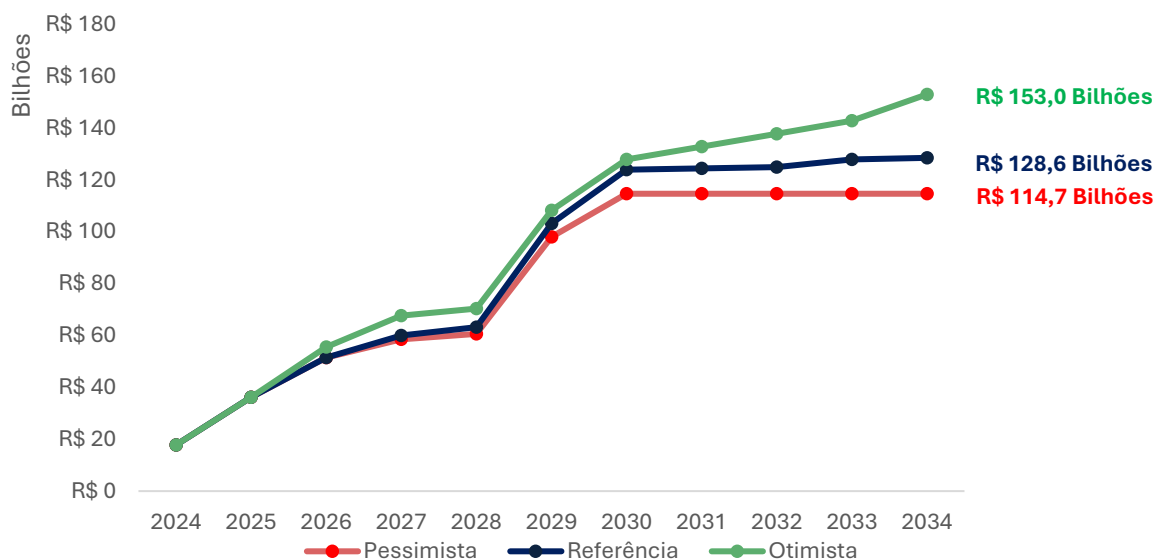
- R\$ 67,6 bilhões (76%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão de 500 kV, enquanto R\$ 12,6 bilhões (14%) tratam de investimentos em 230 kV, tal como ilustrado na Figura 4-23. Esses dois níveis de tensão respondem por quase 90% do investimento total em linhas de transmissão.

Do ponto de vista de evolução física, espera-se expansão aproximada de 30 mil km em novas linhas de transmissão até o ano 2034, conforme indicam a Figura 4-24 e a Tabela 4-2, valor que representa cerca de 17% do total de linhas existentes.

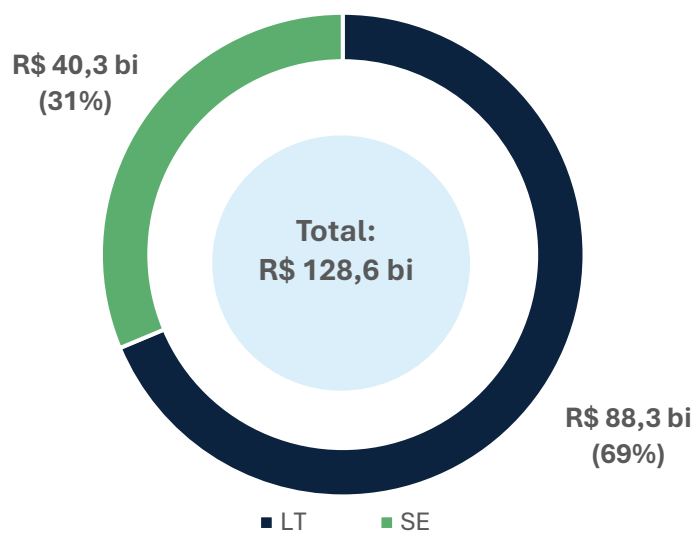
Já o investimento total de R\$ 40,3 bilhões em subestações, que contempla não apenas custos de transformadores, mas também custos de terrenos, edificações, casas de comando, equipamentos de compensação reativa, módulos de conexão e outros, pode ser dividido da seguinte forma:

- R\$ 34,1 bilhões (84%) dizem respeito a investimentos em subestações já outorgadas, ao passo que R\$ 6,2 bilhões (16%) são relacionados a ativos ainda sem outorga, como mostra a Figura 4-21.
- R\$ 18,4 bilhões (46%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R\$ 5,6 bilhões no submercado Nordeste (14%), R\$ 7,2 bilhões no submercado Sul (18%) e R\$ 9,1 bilhões no submercado Norte (22%), conforme a Figura 4-25.
- R\$ 13,7 bilhões (34%) dizem respeito a investimentos em subestações de 800 kV, enquanto R\$ 13,2 bilhões (33%) tratam de investimentos em 500 kV e R\$ 8,9 bilhões (22%) tratam de investimentos em 230 kV, tal como ilustrado na Figura 4-26. Esses três níveis de tensão respondem por quase 90% do investimento total em subestações.

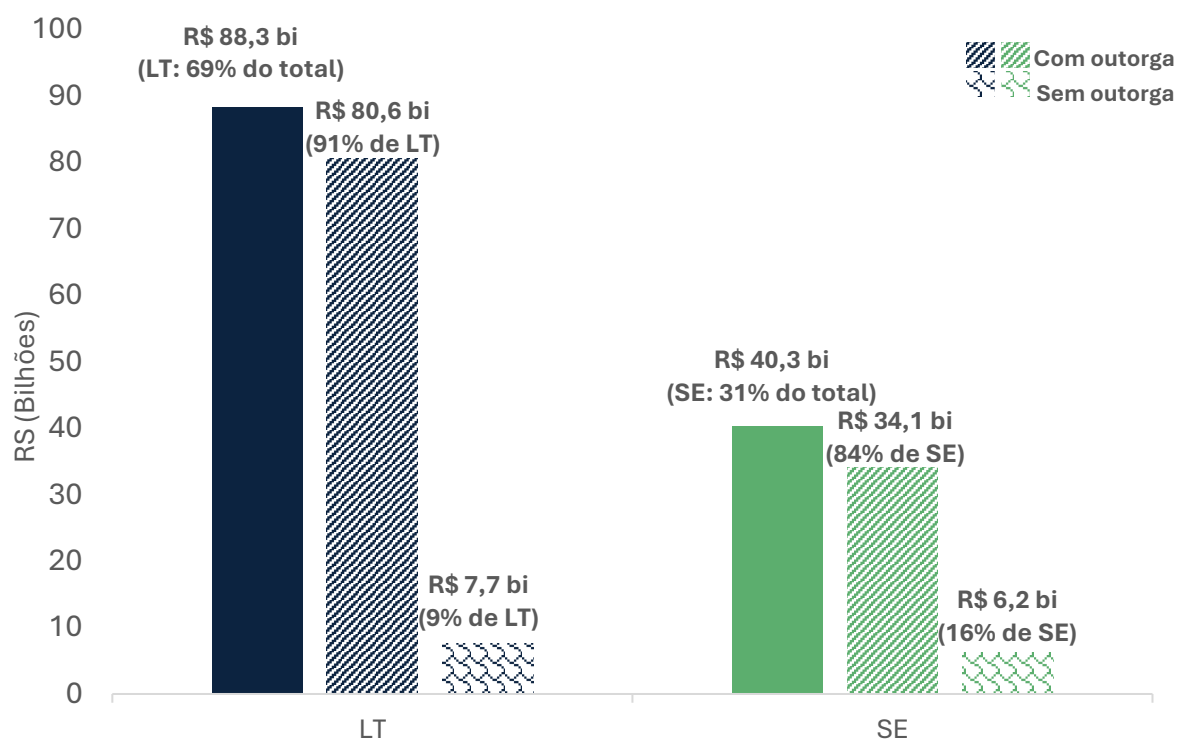
Finalmente, do ponto de vista de evolução física, espera-se a expansão aproximada de 82 mil MVA em novos transformadores até o ano 2034, conforme indicam a Figura 4-27 e a Tabela 4-3, valor que representa cerca de 17% do total do sistema existente.

Figura 4-19 – Cenários de expansão do sistema de transmissão

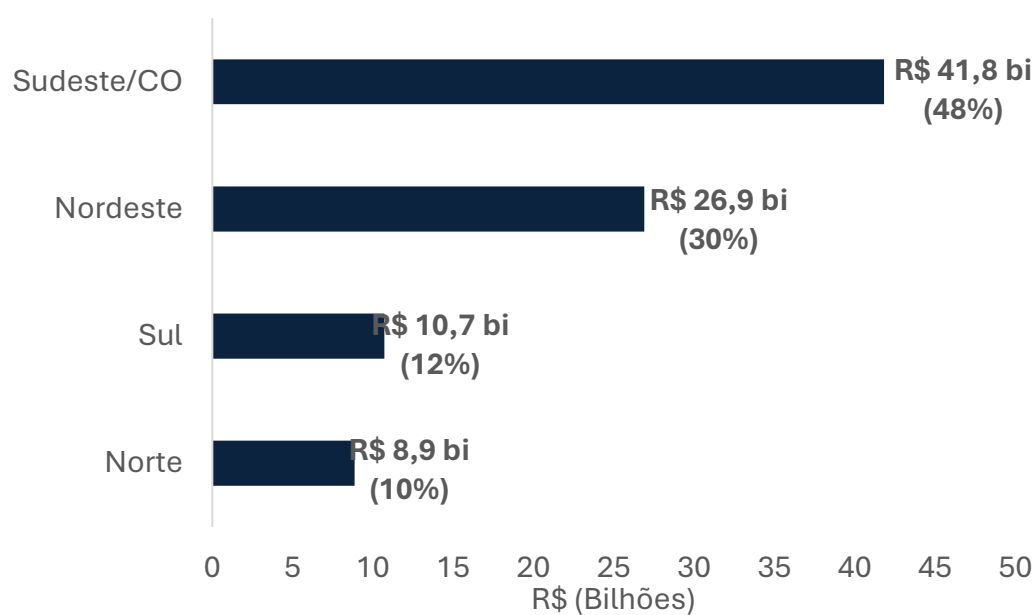
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-20– Cenários de referência: visão geral

Fonte: Elaboração EPE.

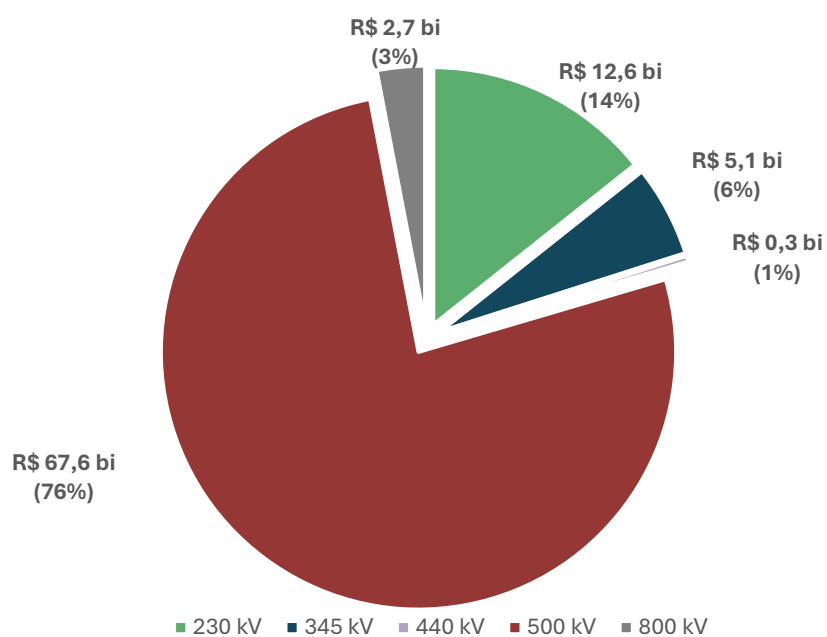
Figura 4-21– Cenários de referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-22– Cenários de referência: LTs por submercado

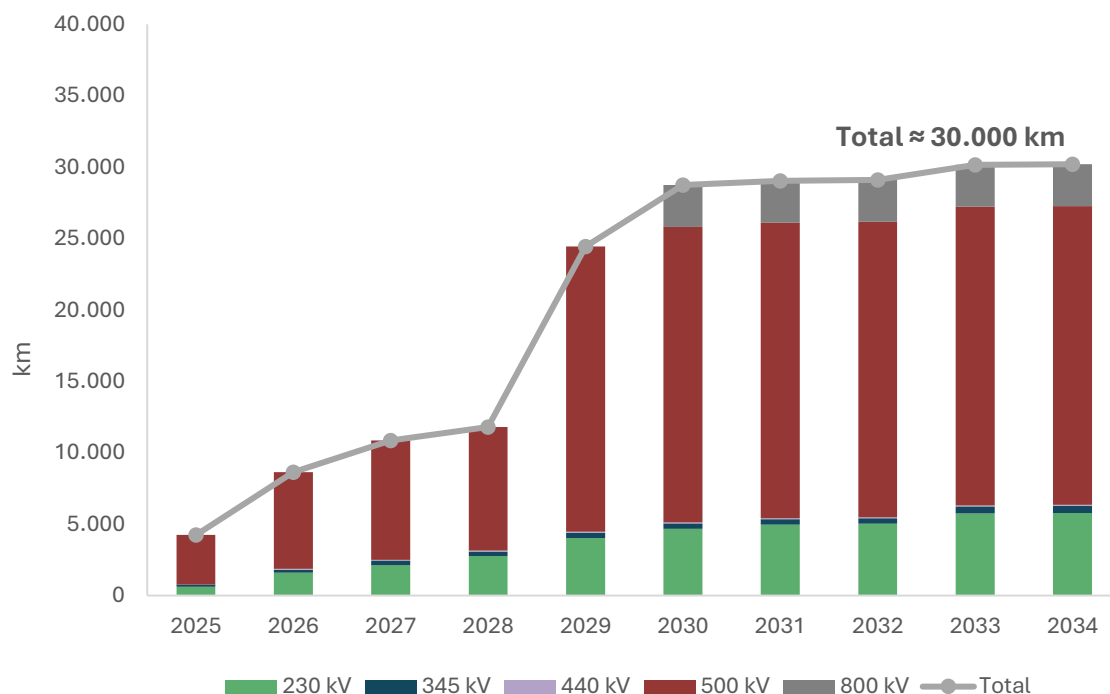
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-23– Cenários de referência: LTs por nível de tensão

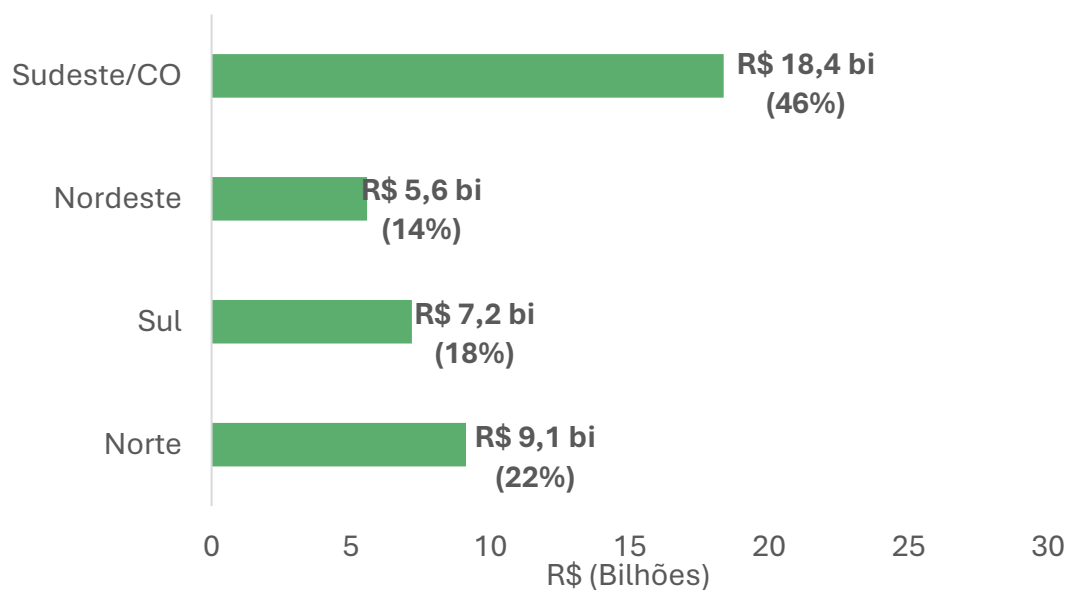


Fonte: Elaboração EPE.

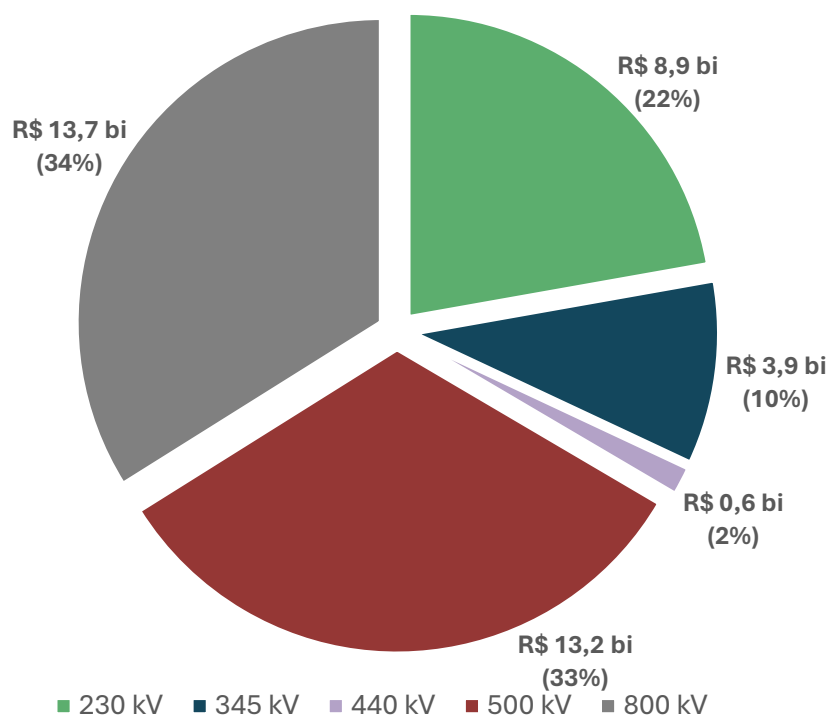
Figura 4-24– Cenários de referência: expansão física de LTs



Fonte: Elaboração EPE.

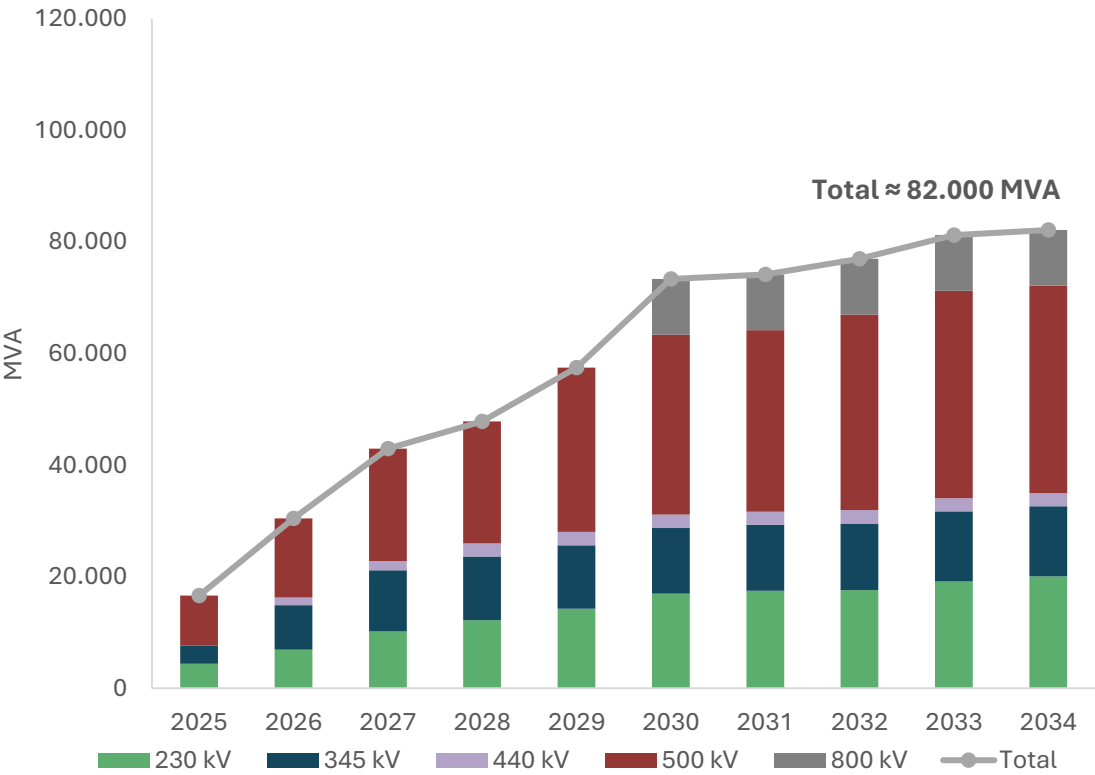
Figura 4-25– Cenários de referência: SEs por submercado

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-26– Cenários de referência: SEs por nível de tensão

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-27– Cenários de referência: expansão física de SEs



Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 4-2 – Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – linhas de transmissão⁶⁰

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Estimativa Dez/2024	9.204	2.706	12.768	74.750	7.072	10.980	69.907	187.387
Evolução 2025-2034	2.936	0	0	20.914	68	499	5.782	30.198
Evolução 2025-2029	0	0	0	19.985	68	382	4.014	24.450
Evolução 2030-2034	2.936	0	0	928	0	117	1.767	5.749
Estimativa Dez/2034	12.140	2.706	12.768	95.664	7.140	11.479	75.689	217.586

⁶⁰ Nos casos de linhas de transmissão em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

Tabela 4-3 – Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – transformação⁶¹

Tensão	±800 kV	750 kV	500 kV	440 kV MVA	345 kV	230 kV	TOTAL
Estimativa Dez/2024	15.700	24.897	226.731	31.122	55.379	128.648	481.730
Evolução 2025-2034	10.000	0	37.161	2.381	12.556	20.070	82.168
Evolução 2025-2029	0	0	29.426	2.381	11.406	14.257	57.470
Evolução 2030-2034	10.000	0	7.736	0	1.150	5.813	24.699
Estimativa Dez/2034	25.700	24.897	263.892	33.503	67.935	148.718	563.899

Box 4.1**Diferenças entre o PDE e PET/PELP**

Devido a diferenças de premissas, a comparação dos quantitativos indicados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) com os montantes apresentados no relatório Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) deve ser efetuada com cautela, podendo inclusive acarretar conclusões imprecisas.

De forma geral, o PDE envolve investimentos muito mais elevados que o PET/PELP, uma vez que o escopo do PDE é mais abrangente, envolvendo ainda obras já autorizadas e licitadas. Por outro lado, o PET/PELP compreende obras em DITs e obras que transcendem o horizonte de dez anos do PDE.

4.15 Ativos em Final de Vida Útil Regulatória

Um grande desafio a ser enfrentado nos próximos anos será a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em razão do seu envelhecimento. Há que assegurar uma metodologia efetiva, viável sob os aspectos técnicos e econômico-financeiros para a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em final de vida útil de modo que a malha de transmissão possa continuar operando com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

Naturalmente, o tempo de vida útil física de um ativo depende bastante da gestão feita por seu proprietário sobre o ativo ao longo da operação do ativo, sendo normalmente superior à vida útil regulatória, conforme afere-se do Relatório de AIR nº 5/2019, disponibilizado pela ANEEL à ocasião da Consulta Pública nº 005/2020. Não obstante, a vida útil regulatória é uma referência importante a ser acompanhada no âmbito do planejamento setorial, configurando um importante insumo para as estratégias de expansão do sistema de transmissão.

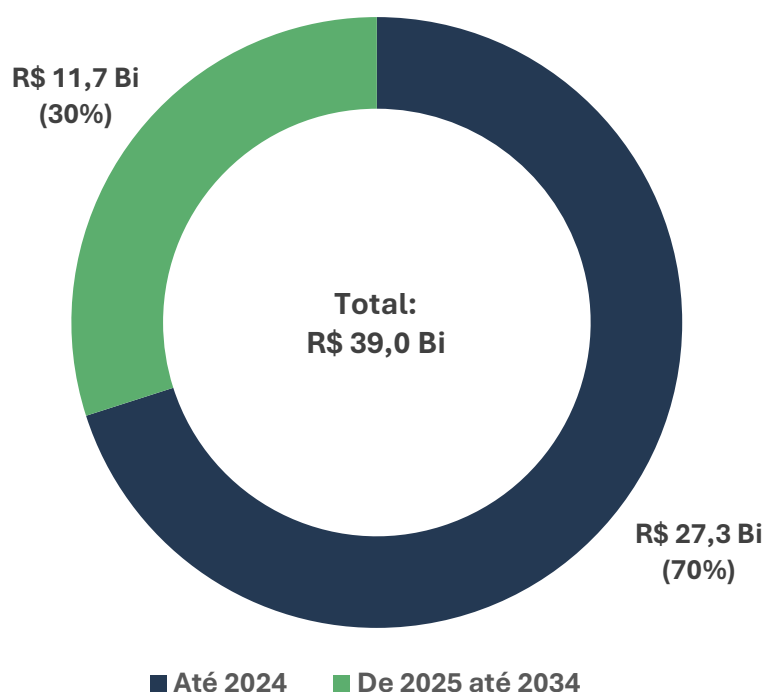
A partir dos dados primários disponibilizados pela ANEEL no âmbito da CP nº 005/2020, verifica-se que até o ano de 2034 diversos ativos do sistema de transmissão terão a sua vida útil regulatória expirada. Nesse sentido, estima-se que seriam necessários investimentos contábeis

⁶¹ Inclui os transformadores de fronteira.

da ordem de R\$ 39 bilhões caso fosse necessário substituir todos os equipamentos relacionados a subestações, conforme mostra a Figura 4-28.

Por outro lado, cabe destacar que esses investimentos são apenas potenciais, pois não estão associados à superação técnica das instalações, mas apenas à referência temporal da vida útil regulatória. Por esse motivo, eles não estão contemplados nos investimentos previstos para o sistema até o ano horizonte de 2034, apresentados no item 4.14.1.

Figura 4-28 – Investimentos potenciais em ativos em final de vida útil regulatória



Fonte: Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Seleccionadas, ANEEL, 2018.

4.16 Outorgas de Transmissão vincendas

No horizonte do Plano Decenal de Expansão estão previstos os termos de diversos contratos de concessão de ativos de transmissão, os quais possuem uma duração típica de 30 anos. Em resposta a isso, o processo de renovação de outorgas foi regulamentado pelo Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022. Esse decreto estabelece a necessidade de realizar análises de planejamento com uma antecedência mínima de 36 meses antes do término dos contratos.

A gestão física e contratual desses ativos torna-se ainda mais relevante visando a otimização, eficiência, sustentabilidade e confiabilidade da rede de transmissão. A EPE tem desempenhado um papel crucial ao conduzir análises abrangentes das sinergias entre os ativos cujos contratos estão se aproximando do vencimento e os potenciais necessidades de expansão local.

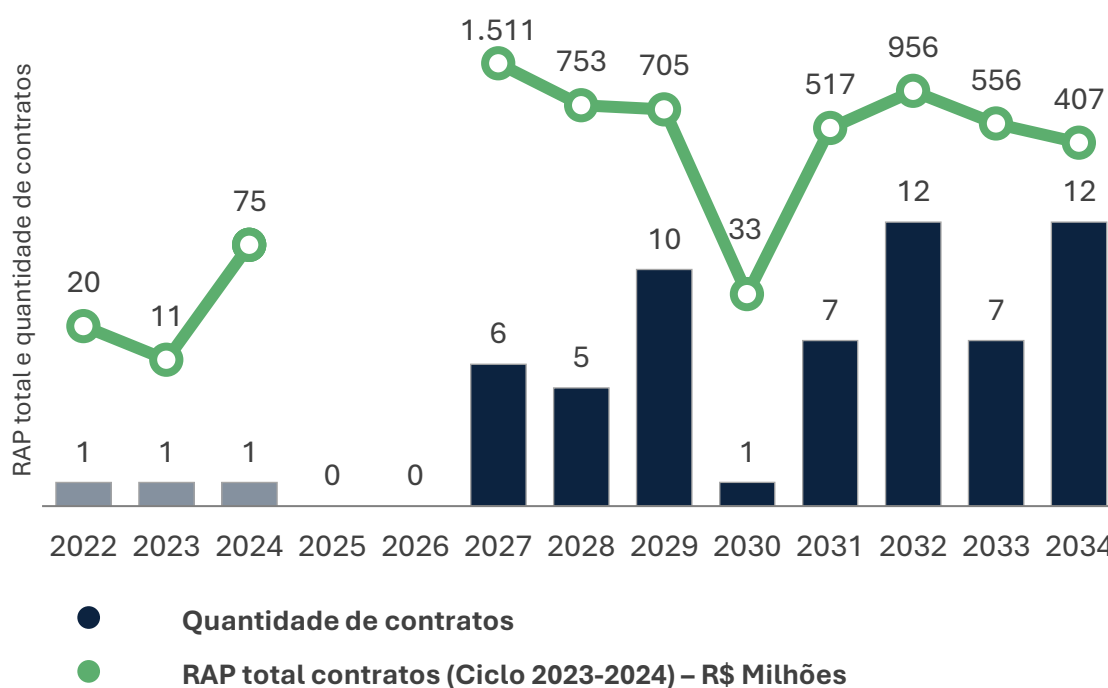
Dado o grande volume de contratos e ativos previstos, a otimização de processos e a realização de estudos colaborativos entre as diversas instituições envolvidas são fundamentais para

garantir um planejamento eficaz e uma gestão eficiente desses recursos. A sinergia entre as análises da EPE e as necessidades de expansão local contribuirá significativamente para a manutenção e melhoria contínua da rede de transmissão.

Além disso, as recomendações advindas dos estudos da EPE, no contexto do processo de avaliação de contratos vincendos, trazem uma série de oportunidades de investimentos para o setor de transmissão e podem, inclusive, ser um motor para impulsionar as transformações experimentadas pelo setor nos últimos anos, como é o caso da digitalização de subestações, da modernização e atualização tecnológica de ativos de transmissão.

Como pode ser observado na Figura 4-29, o planejamento já realizou análises para três contratos vincendos (com antecedência mínima de 36 meses), contemplando ativos sob concessão da Evrecy, Light e Afluente. A partir de 2027 a quantidade e volume de ativos irá se intensificar, reforçando a necessidade de construção de processos e análises para a avaliação desses tipos de ativos.

Figura 4-29– Contratos vincendos: cronograma das análises de planejamento



Fonte: Elaboração EPE.

4.17 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Com o objetivo de caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada no cenário de referência sobre os encargos de uso do sistema elétrico, foi efetuada uma estimativa dos valores da TUST no ano horizonte deste PDE, isto é, o ano de 2034.

As simulações foram efetuadas com base nas regras mais recentes de aplicação da Metodologia Nodal, aprovadas por meio da Resolução Normativa nº 1041/2022 e dispostas na Versão 1.1 C do Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

Dentro desse contexto, o cálculo da TUST foi realizado com base em dois cenários energéticos, sendo um elaborado com a aplicação do Despacho Proporcional Regional (DPR) e outro utilizando o conceito do Despacho Proporcional Nacional (DPN). O resultado foi então derivado a partir da combinação dos resultados desses cenários com a aplicação dos seguintes fatores de participação:

- Ciclo tarifário 2023-2024: DPR 90%; DPN 10%.
- Ciclo tarifário 2024-2025: DPR 80%; DPN 20%.
- Ciclo tarifário 2025-2026: DPR 70%; DPN 30%.
- Ciclo tarifário 2026-2027: DPR 60%; DPN 40%.
- Ciclo tarifário 2027-2028: DPR 50%; DPN 50%.
- Ciclos seguintes: DPR 50%; DPN 50%.

Registra-se que a aplicação do Despacho Proporcional Nacional resulta em intensificação do sinal locacional da TUST, ao contrário do que se observa com o Despacho Proporcional Regional, onde há predominância da contribuição da parcela selo da tarifa, conforme discutido anteriormente na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021 – “Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade”⁶².

Para efeitos de simulação da TUST, o cenário energético baseado na aplicação do Despacho Proporcional Nacional foi estabelecido considerando o fator de demanda previsto nas novas regras de cálculo, sendo adotado o valor de 72,03% indicado na Nota Técnica nº 107/2024-STR/ANEEL.

Ainda em consonância com as novas regras de cálculo da TUST, as simulações foram realizadas contemplando, como limites mínimos para a TUST-Geração e TUST-Carga, o valor de 50% da Tarifa Equivalente Uniforme (TEU) de cada caso.

Por outro lado, apesar das novas regras, optou-se por não fazer uso da métrica da envoltória tarifária para o cálculo da TUST-Geração, a qual estabelece limites superiores e inferiores para a evolução das tarifas desse segmento, visto que o objetivo do presente cálculo é apenas estimar o desempenho tarifário ao longo do período decenal.

Os cálculos da TUST foram realizados com o Programa Nodal v.61, que utiliza, entre outros dados de entrada, a configuração do SIN e a Receita Anual Permitida – RAP total a ser arrecadada em cada ciclo tarifário.

Os valores de RAP adotados no PDE foram prospectados a partir da RAP associada ao ciclo tarifário 2024-2025 (atualmente vigente), no valor de R\$ 38,92 bilhões, de acordo com a Nota Técnica nº 107/2024-STR/ANEEL.

A evolução da RAP no horizonte decenal foi estabelecida considerando-se as receitas estimadas para as instalações de transmissão planejadas no período 2026-2034, no cenário de expansão

⁶² Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-com-analise-de-sensibilidade-em-relacao-as-condicionantes-adotadas-no-calculo-da-TUST.aspx>

de referência indicado na seção 1.5.1, tomando-se por base a relação RAP/investimento de 12,26%, conforme consta na Tabela 15 da Nota Técnica anteriormente referida.

Cumprir destacar que, a cada ciclo tarifário, o valor de RAP previsto para arrecadação foi dividido entre os segmentos carga e geração na proporção 50% - 50%, não tendo sido aplicados os mecanismos de ajuste previstos na regulamentação do setor, que afetam essa proporção de rateio.

Sobre essa questão, salienta-se que após a aplicação dos mecanismos referidos no ciclo tarifário 2024-2025, a proporção final do rateio entre os segmentos carga e geração, registrada na Nota Técnica nº 107/2024-STR/ANEEL, foi de 49,10%-50,10%, respectivamente, se aproximando bastante do padrão considerado.

Dessa forma, entende-se que as simplificações adotadas nas análises apresentadas nessa seção não trazem prejuízo ao seu propósito, quer seja o de apresentar estimativas de evolução da TUST dentro do horizonte do PDE 2034.

A Figura 4-30 ilustra a distribuição da TUST-Geração em cada um dos submercados no ano de 2034 (ciclo tarifário 2033-2034).

Verifica-se uma distribuição acentuada das tarifas em função da atualização dos fatores de participação dos cenários nesse ano (DPR 50%; DPN 50%), com maior relevância para o cenário relativo ao Despacho Proporcional Nacional, o que resulta na intensificação do sinal locacional.

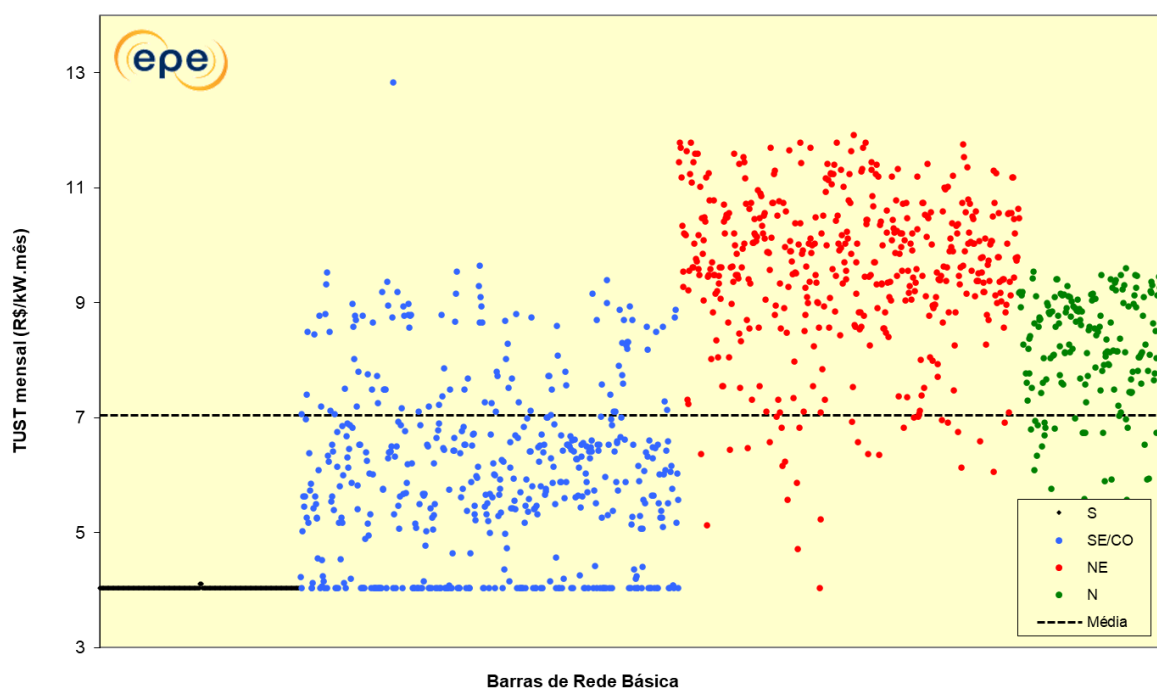
Nesse sentido, as tarifas dos submercados Norte e Nordeste são intensificadas, conforme previsto na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021 – “Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade”.

Já no caso dos submercados Sul e Sudeste, as tarifas são atenuadas, chegando a atingir, na maioria das barras, o limite mínimo estabelecido pelas novas regras, o que de fato já começa a ser observado no ano 2025.

Os efeitos descritos anteriormente também podem ser observados a partir da Figura 4-31.

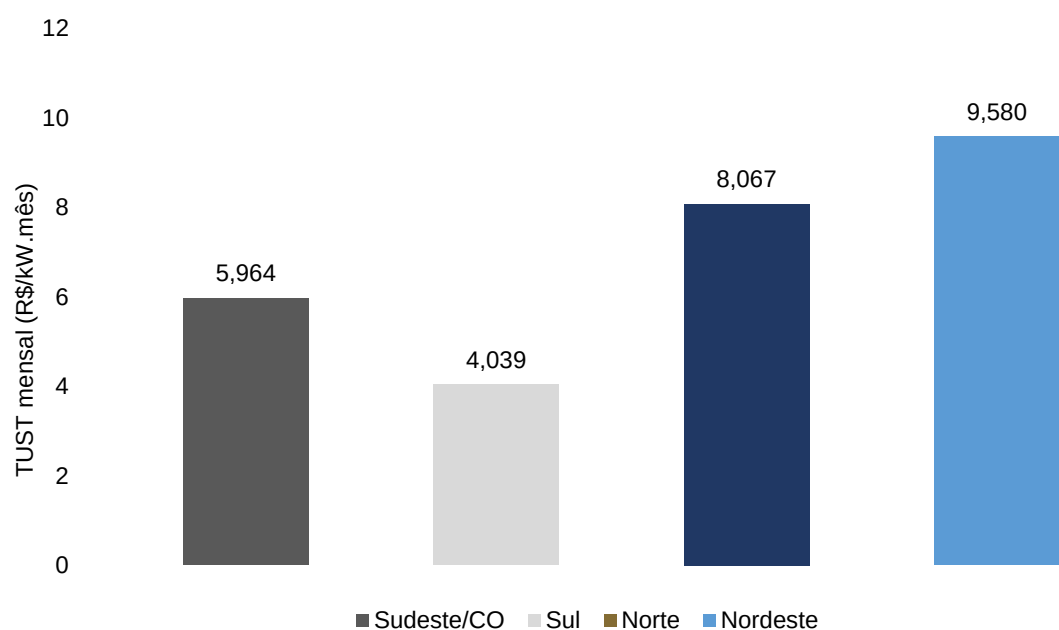
Observações similares se aplicam na análise do desempenho da TUST-Carga, cujos resultados são apresentados na Figura 4-32 e na Figura 4-33. Neste caso, devido à intensificação do sinal locacional decorrente do maior peso do Despacho Proporcional Nacional, verifica-se que a TUST-Carga se mostra maior nos submercados Sul e Sudeste.

Figura 4-30 – Cenário de referência: TUST-Geração no ano 2034



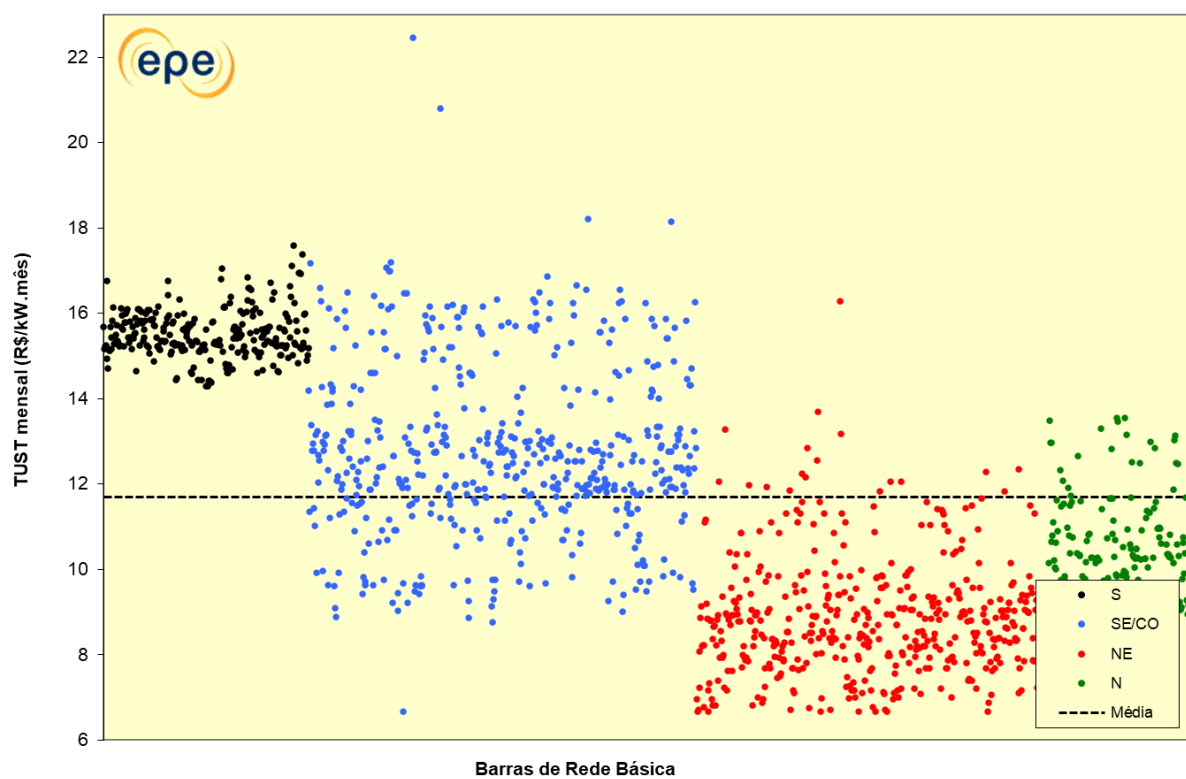
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-31 – Cenário de referência: TUST- Geração média no ano 2034



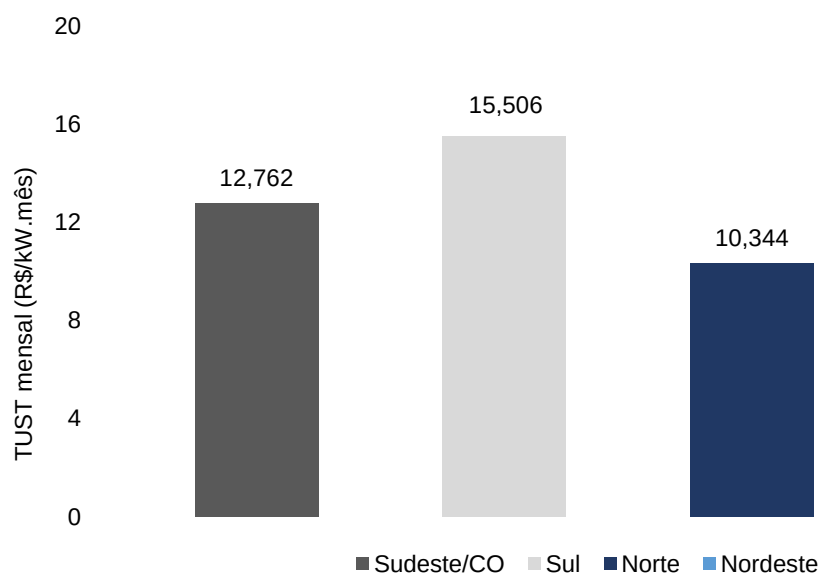
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-32 – Cenário de referência: TUST-Carga no ano 2034



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-33 – Cenário de referência: TUST- Carga média no ano 2034



Fonte: Elaboração EPE.

Pontos Principais do Capítulo

- Com aumento da competitividade de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos e consequente maior protagonismo das fontes renováveis na expansão da oferta de geração no Ambiente de Contratação Livre (ACL), novos desafios foram lançados ao planejamento da transmissão, que passou a contar com maior dificuldade no gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração, em função da reduzida previsibilidade dos montantes e da sua localização. Em resposta a esse novo cenário, houve necessidade de se **aprimorar a sistemática aplicada nos estudos proativos da transmissão**, principalmente no tocante à **gestão de informações**.
- Dentro desse contexto, a EPE coordenou a realização dos estudos de Escoamento de Geração da Região Nordeste (Volumes I, II e III) e de Expansão das Interligações Regionais (Parte 2) entre dezembro de 2021 e março de 2022 com **cerca de 15 mil km de novas linhas de transmissão e 16 novas subestações**, incluindo as instalações associadas ao Bipolo Nordeste I, que interligará a subestação Graça Aranha, no estado do Maranhão, à subestação Silvânia, no estado de Goiás. Esses empreendimentos foram objeto de **licitação nos leilões de 2023 e 2024 e deverão entrar em operação no período 2028-2030**.
- Além disso, está em andamento a elaboração do estudo Expansão das Interligações Regionais (Parte 3), com data de conclusão prevista para outubro de 2024. **Esse estudo definirá a elaboração de um novo bipolo de corrente contínua conectado à Região Nordeste, intitulado Bipolo Nordeste II**.
- O quantitativo de projetos de *Data Centers* no Brasil vem crescendo rapidamente impulsionados, em grande parte, pelo **avanço da inteligência artificial**. Essas instalações consomem grandes quantidades de energia elétrica, especialmente para refrigeração, exigindo conexões robustas ao sistema de transmissão. A previsão é que **a carga dos Data Centers atinja 2,5 GW até 2037, com novos projetos concentrados em São Paulo, Rio Grande do Sul e Ceará** segundo dados dos processos de conexão à Rede Básica junto ao Ministério de Minas e Energia (MME). Em resposta a esse crescimento de demandas eletrointensivas, **a EPE já vem realizando estudos de planejamento da expansão** focando nas regiões de maior interesse dos projetos.

Pontos Principais do Capítulo

- Dentro desse contexto, a EPE tem programado para o ano de 2024 o **início de um estudo prospectivo de expansão da transmissão para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste**. O maior desafio deste estudo está na definição de suas premissas, em especial o montante de carga a ser usado como premissa, a sua evolução ao longo do horizonte de planejamento e a sua localização.
- Nesse sentido, ao longo do ano de 2024 a **EPE em conjunto com o MME vem interagindo com as demais instituições do setor elétrico e outros stakeholders do setor de geração, transmissão e da cadeia de hidrogênio no sentido de definir as premissas e os condicionantes para esse estudo**.
- O estudo de reforços no sistema DIT do estado de São Paulo trouxe uma **recomendação inovadora** nos estudos de planejamento ao recomendar o **uso de dispositivos FACTS** (*Flexible AC Transmission Systems*), especificamente o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), que utiliza eletrônica de potência para **controlar o fluxo de potência ativa e otimizar o uso da rede existente**.
- Um outro aspecto relevante quanto à tecnologia SSSC recomendada é a sua **modularidade e flexibilidade às mudanças naturais de topologia da rede**, sendo possível manter a capacidade de controle de fluxo incluindo novos módulos de equipamentos ou transportando-os para outros pontos do sistema. A expectativa é **adquirir experiência com a nova tecnologia SSSC**, mesmo em uma escala de aplicação mais reduzida, **abrindo novas possibilidades de alternativas aplicáveis ao sistema interligado nacional como um todo**.
- A EPE está realizando o estudo da **Região Metropolitana de Manaus**, que tem previsão de término em novembro de 2024, e possui como um dos principais objetivos prover uma **solução de planejamento capaz de reduzir os custos de despacho térmico local por confiabilidade** e, como consequência, **diminuir as emissões de gases de efeito estufa**.
- Por solicitação do MME, tal infraestrutura a ser recomendada deverá ser concebida de tal forma que *“necessariamente reduza a necessidade de manutenção do parque térmico na região por razões de reserva operativa ou critérios de continuidade e confiabilidade relacionados à perda dupla dos circuitos 1 e 2 da interligação de Manaus ao Sistema Interligado Nacional*.

Pontos Principais do Capítulo

- Para promover a **eficiência econômica e energética dos sistemas isolados** e reduzir a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a EPE realiza sistematicamente **avaliações de custo-benefício** para identificar a **viabilidade econômica da interligação** de localidades isoladas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).
- Neste Plano Decenal, foram apresentados os resultados de **estudos realizados entre 2022 e 2024**, contemplando a avaliação de **36 localidades no estado do Amazonas** e concluindo-se pela **viabilidade e vantajosidade de interligação de 17** delas. Para outras 7 localidades, concluiu-se que pelas distâncias envolvidas e os montantes de carga, a interligação neste momento não se mostra vantajosa. Já para as 12 localidades restantes os estudos não foram conclusivos, sendo necessárias análises de viabilidade técnica adicionais, avaliação de soluções alternativas e/ou revisão de custos por parte das distribuidoras envolvidas.
- A EPE também concluiu a análise de viabilidade técnica e econômica da interligação ao SIN de três das quatro últimas **localidades isoladas no estado do Acre: Porto Walter, Marechal Thaumaturgo e Jordão**. A conexão dessas três localidades ao SIN tem potencial para reduzir o valor a ser desembolsado pela CCC **a partir de 2033 evitando a emissão de 93.563 tonCO₂eq**.
- Em 2023, a região Norte do Brasil enfrentou uma severa estiagem que afetou significativamente as vazões do rio Madeira, resultando no desligamento completo da usina de Santo Antônio e na operação reduzida da UHE Jirau. Dentro do contexto de **aumento de resiliência do sistema frente às mudanças climáticas**, a EPE conduziu um estudo focado no desempenho do sistema de transmissão que atende Rondônia e Acre em cenários climáticos críticos, avaliando **flexibilizações operativas, riscos, reforços e ampliações na rede de transmissão**.
- Dentre as alternativas de expansão da transmissão estudadas para o atendimento da região, foram avaliadas alternativas contemplando novas **linhas de transmissão em 500kV entre os estados do Mato Grosso e Rondônia** e a avaliação operação dos **bipolos de corrente contínua do Madeira enviando energia de São Paulo para Rondônia** durante os períodos de baixa hidraulicidade das usinas de Santo Antônio e Jirau.

Pontos Principais do Capítulo

- Para ambas as alternativas de expansão da rede de transmissão elencadas acima, os estudos indicam que seria possível aumentar o **limite total de recebimento do subsistema Acre-Rondônia passa de 440 MW para cerca de 1.500 MW.**
- As obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento já concluídos proporcionarão expressiva expansão da capacidade das interligações regionais. A partir de 2030, quando a maioria das obras licitadas deverá entrar em operação, **a capacidade de exportação total da região Nordeste poderá atingir até 25 GW, o que é praticamente o dobro da capacidade atual** dessa interligação. Cabe destacar que expansões adicionais, ainda em análise em estudos de planejamento, envolvendo o bipolo Nordeste II, **e elevarão essa capacidade de exportação para cerca de 28 GW.**
- Historicamente, as interligações internacionais têm demonstrado ser um importante recurso eletroenergético para o sistema brasileiro.
- No caso das **interligações existentes**, tendo em vista o tempo de operação da maior parte dessas interligações, a **possibilidade de modernização ou ampliação, e mesmo de desativação de alguns desses pontos**, as instalações têm sido objeto de constantes análises conjuntas da EPE e do ONS em atenção às solicitações do Ministério de Minas e Energia (MME).
- No caso de **interligações futuras**, o MME vem conduzindo **diversas iniciativas.**
- Considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento, a EPE avaliou três cenários para a implantação dos empreendimentos ainda sem outorga. O plano de obras referente ao **cenário de referência contempla investimentos totais de R\$ 128,6 bilhões, sendo R\$ 88,3 bilhões (68%) em linhas de transmissão e R\$ 40,3 bilhões (32%) em subestações.**

Pontos Principais do Capítulo

- Um grande desafio a ser enfrentado nos próximos anos será a **substituição da infraestrutura do sistema elétrico em razão do seu envelhecimento**. Há que assegurar uma metodologia efetiva, viável sob os aspectos técnicos e econômico-financeiros para a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em final de vida útil de modo que a malha de transmissão possa continuar operando com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.
- Verifica-se que até o ano de 2034 diversos ativos do sistema de transmissão terão a sua vida útil regulatória expirada. Nesse sentido, estima-se que seriam necessários **investimentos contábeis da ordem de R\$ 39 bilhões** caso fosse necessário substituir todos os equipamentos relacionados a subestações.
- Por outro lado, cabe destacar que esses **investimentos são apenas potenciais**, pois não estão associados à superação técnica das instalações, mas apenas à referência temporal da vida útil regulatória.
- No horizonte do Plano Decenal de Expansão estão previstos os **términos de diversos contratos de concessão de ativos de transmissão**, os quais possuem uma duração típica de 30 anos. Em resposta a isso, o processo de renovação de outorgas foi regulamentado pelo Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022. Esse decreto estabelece a necessidade de realizar análises de planejamento com uma antecedência mínima de 36 meses antes do término dos contratos.
- A **gestão física e contratual desses ativos torna-se ainda mais relevante visando a otimização, eficiência, sustentabilidade e confiabilidade da rede de transmissão**. A EPE tem desempenhado um papel crucial ao conduzir análises abrangentes das sinergias entre os ativos cujos contratos estão se aproximando do vencimento e os potenciais necessidades de expansão local.

Pontos Principais do Capítulo

- Além disso, as **recomendações advindas dos estudos da EPE**, no contexto do processo de avaliação de contratos vincendos, **trazem uma série de oportunidades de investimentos para o setor de transmissão** e podem, inclusive, ser um motor para impulsionar as transformações experimentadas pelo setor nos últimos anos, como é o caso da digitalização de subestações, da modernização e atualização tecnológica de ativos de transmissão.
- As simulações relacionadas ao cálculo da TUST foram efetuadas neste Plano Decenal com base nas regras mais recentes de aplicação da Metodologia Nodal, aprovadas por meio da Resolução Normativa no 1041/2022 e dispostas na Versão 1.1 C do Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). **Os resultados obtidos com a nova metodologia vigente apresentam uma distribuição acentuada das tarifas** em função da atualização dos fatores de participação dos cenários nesse ano (DPR 50%; DPN 50%), com maior relevância para o cenário relativo ao Despacho Proporcional Nacional, o que resulta na **intensificação do sinal locacional**.
- Nesse sentido, **as tarifas de geração dos submercados Norte e Nordeste são intensificadas. Já no caso dos submercados Sul e Sudeste, as tarifas são atenuadas, chegando a atingir, na maioria das barras, o limite mínimo estabelecido pelas novas regras**, o que de fato já começa a ser observado no ano 2025. Efeito análogo é observado com as tarifas de carga, sendo esta maior nos submercados Sudeste e Sul.

5 Produção de Petróleo e Gás Natural

Neste capítulo são apresentadas as previsões da produção de petróleo e gás natural, com destaque para: a contribuição do horizonte geológico do pré-sal; um foco mais aproximado no ambiente onshore; as análises de sensibilidade realizadas para o aumento da produção em campos desinvestidos pela Petrobras; e, a produção líquida de gás natural.

O capítulo apresenta, ainda, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor e as demandas por plataformas do tipo Unidades Estacionárias de Produção (UEPs).

O processo de elaboração das projeções da produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência a data de 31 de dezembro de 2023, data limite para incorporação das informações sobre previsão da produção de campos das Concessionárias, dados de reserva, dados de áreas em avaliação e dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, além de outras informações sobre as concessões exploratórias.

As previsões da produção de petróleo e gás natural são elaboradas com base nas Unidades Produtivas (UP) com Recursos Descobertos (RD) (com comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória) e com Recursos Não Descobertos (RND), com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União (sem contrato).

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, os primeiros anos do Plano são balizados com informações do Programa Anual de Produção (PAP), que são previsões da produção para cinco anos, enviadas anualmente pelas Concessionárias à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados para as outorgas da Cessão Onerosa. Os excedentes da Cessão Onerosa correspondem aos volumes médios do intervalo divulgado para estas outorgas, que foram incorporados às reservas, proporcionando o aumento da produção.

Por fim, a previsão da produção relativa à categoria de reservas toma também como base as indicações das empresas operadoras sobre a entrada de módulos de produção e outras informações, disponibilizadas em seus planejamentos apresentados ao mercado.

A previsão da produção dos recursos na categoria de contingentes leva em conta que tais unidades, apesar de terem o potencial petrolífero confirmado, ainda estão sob avaliação econômica. Assim sendo, aplicou-se para todas as unidades desta categoria um fator de risco em função da incerteza quanto à sua declaração de comercialidade.

As previsões da produção dos recursos não descobertos, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União sem contrato, são embasadas por premissas relacionadas às estimativas de descoberta, declaração de comercialidade e início da produção.

As datas de descobertas das categorias RND em áreas contratadas são definidas como sendo na metade do período exploratório previsto nos contratos de concessão firmados nas licitações. Assim, as declarações de comercialidade desses recursos são estimadas na metade restante do prazo exploratório, ou seja, entre a data de descoberta e o vencimento do período exploratório. As datas para início da produção dos RND são estimadas de acordo com o tipo de fluido esperado (óleo ou gás não associado), com o volume recuperável final estimado para a UP, além do ambiente de E&P em que está localizada.

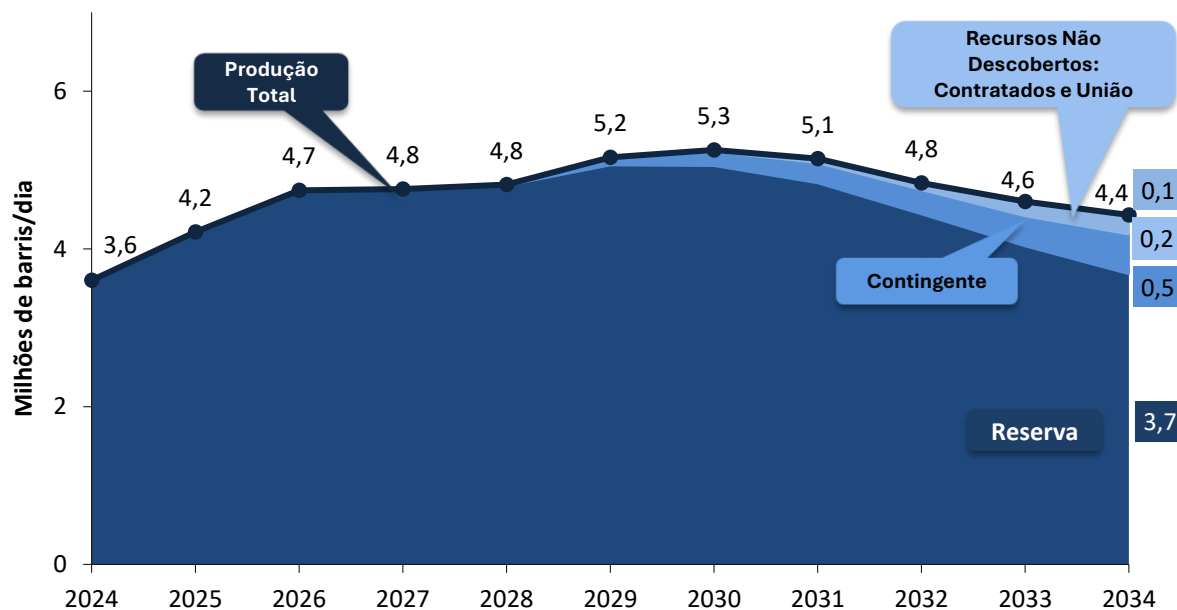
No caso dos recursos não descobertos sem contratos com a União, está previsto que as áreas com restrição ambiental, ou seja, consideradas não aptas para atividades de E&P por instrumentos ambientais formais, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões da produção.

5.1 Previsão da Produção de Petróleo

A previsão da produção de petróleo nacional (Figura 5-1) foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso. A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir o pico em 2030 em torno de 5 milhões de barris/dia, declinando em seguida, alcançando cerca de 4 milhões de barris/dia até o final do período.

Esta produção é explicada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do pré-sal, em especial nos campos de Búzios, Tupi, Mero, Atapu, Sépia, Bacalhau e Bacalhau Norte, que representam cerca de 55% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano Estratégico da Petrobras 2024-2028⁶³, 6 módulos de produção para Búzios até 2028, além de outros 6 distribuídos para os campos de Mero (2), Parque das Baleias (1), SEAP - Sergipe-Alagoas Águas Profundas (2, em contratação) e Projeto Raia (1). Estão programados, ainda, 2 módulos para revitalização de campos maduros, sendo um para Albacora e outro para Barracuda-Caratinga.

⁶³ Os documentos utilizados como base para a elaboração do PDE 2034 são as últimas revisões daqueles enviados à ANP ou publicados nos sites das companhias de E&P, com data até 31 de dezembro de 2023. Segundo o Plano de Negócios da Petrobras 25-29, publicado em novembro de 2024, são previstas 20 novas UEP's, sendo 7 módulos de produção para Búzios, 2 módulos para Mero, 4 módulos de revitalização (Barracuda e Caratinga, Marlim Sul e Marlim Leste, Albacora e Tupi), 2 módulos para SEAP - Sergipe-Alagoas Águas Profundas, 1 módulo para Raia Manta e Raia Pintada, 1 módulo para Atapu, 1 módulo para Sépia e 2 módulos para o Espírito Santo (Entorno de Forno e Integrado Centro-Sul Parque das Baleias).

Figura 5-1 – Previsão da produção diária de petróleo nacional

Fonte: Elaboração EPE.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação no horizonte geológico do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, e em águas ultraprofundas nas Bacias de Potiguar e Espírito-Santo, para as quais se estima uma produção de 99% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções anteriores da EPE, observa-se uma redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional. Este resultado pode ser atribuído às declarações de comercialidade das Raias Manta e Pintada, na Bacia de Campos e devolução do bloco Três Marias, na Bacia de Santos.

A partir de 2029, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 4% da produção nacional em 2034. A contribuição da produção dos recursos na área da União⁶⁴ depende da realização de novas contratações, por concessão ou partilha da produção, e tem seu início provável de produção, somente a partir do penúltimo ano do decênio, alcançando aproximadamente 2% da produção total em 2034.

Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2034 seja cerca de 30% maior do que a registrada em 2023 (3,4 milhões de barris/dia).

⁶⁴ Os recursos da União são aqueles em áreas sem contrato. Em alguns casos, tais recursos podem configurar jazidas compartilhadas, sujeitas a acordos de individualização da produção, como por exemplo os volumes da Área do Acordo de Individualização da Produção de Tupi (antigo Lula), no Pré-Sal da Bacia de Santos.

As maiores contribuições para a produção total no decênio permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas, com cerca de 14%. As produções em águas rasas e em terra não ultrapassam 6% do total. Contudo, há expectativas de melhora na produção desses ambientes, em função dos impactos relacionados aos esforços para vitalização onshore e offshore, que são apresentados no item 5.4.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Maiores detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são disponibilizados no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo.

Atualmente, a contribuição do pré-sal representa cerca de 76% da produção brasileira total de petróleo e 75% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção neste ambiente exploratório que apresenta grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial. Nos próximos cinco anos, dos quatorze projetos com entrada em produção previstos no Plano Estratégico da Petrobras 2024-2028⁶⁵, dez são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da Produção. Este cenário já estava presente em estudos anteriores da EPE e foi mantido neste ciclo do PDE. A produção nacional de petróleo e gás natural foi representada de acordo com o nível estratigráfico em relação à camada de sal, nas bacias de Campos e Santos. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido play pré-sal, localizado imediatamente abaixo do sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos, como Tupi, Sapinhoá, Búzios e Mero. As classificações em pós-sal e extra pré-sal referem-se às unidades produtivas localizadas na área do polígono do marco regulatório e reservatório acima do sal, ou fora desta, respectivamente.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo até 2031 (Figura 5-2) devido à influência da entrada em operação de 10 módulos de produção entre 2024 e 2028.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 76%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 12%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e do extra pré-sal com participação de cerca de 12%.

Cumprir destacar que estes resultados não consideram eventuais sensibilidades decorrentes dos efeitos de programas de revitalização de campos maduros onshore e offshore, que podem impulsionar a produção em outros ambientes exploratórios.

O Box 5.1 traz uma análise sobre a expectativa de declínio da produção de petróleo e gás natural no horizonte decenal.

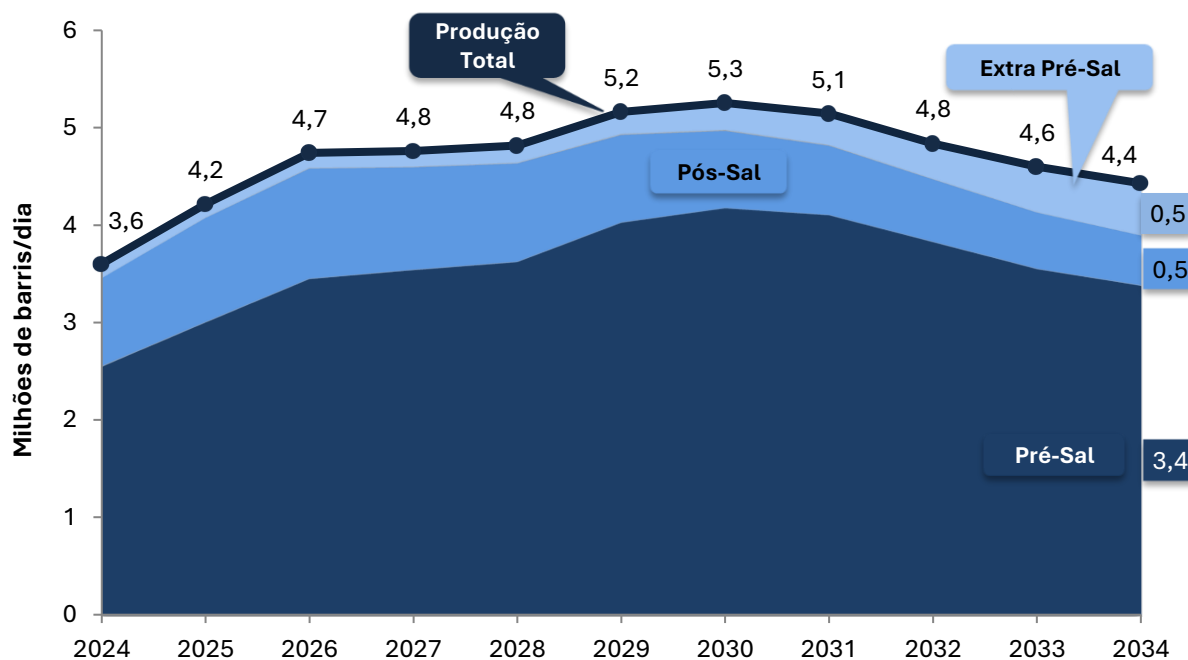
⁶⁵ Os documentos utilizados como base para a elaboração do PDE 2034 são as últimas revisões daqueles enviados à ANP ou publicados nos sites das companhias de E&P, com data até 31 de dezembro de 2023. Segundo o Plano de Negócios da Petrobras 25-29, publicado em novembro de 2024, nos próximos cinco anos, dos dez projetos com entrada em produção previstos, oito são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da Produção.

A continuidade da campanha exploratória brasileira é imprescindível para a segurança do suprimento energético. O setor de energia é essencial para o desenvolvimento econômico, sendo parte integrante de um sistema produtivo em evolução. O Setor de Óleo e Gás (O&G) é um dos maiores fornecedores de energia a nível global, respondendo por mais da metade da oferta de energia. Logo, a manutenção das atividades de exploração, produção e refino de hidrocarbonetos são essenciais para a garantia da segurança energética, contribuindo para uma transição energética gradativa e ordenada. As projeções do PDE 2034 quanto à demanda por energia indicam que o petróleo responderá por 34% do consumo final de energia por fonte em 2034 e o gás natural por 9%, corroborando a necessidade de se produzir hidrocarbonetos no país, fortalecendo a segurança do sistema energético nacional.

O sucesso exploratório em novas fronteiras pode fazer a produção voltar a alcançar o patamar de 5 milhões de barris por dia, após o decênio. A Margem Equatorial, em especial a Bacia da Foz do Amazonas, é apontada por especialistas como promissora. Espera-se que a Bacia da Foz do Amazonas apresente volumes de petróleo de magnitude similar aos das bacias vizinhas na Guiana e Suriname, cujas reservas provadas são da ordem de 11 bilhões de barris.

Estudos recentes de volumetria, com base em dados geoquímicos, de sísmica e de poços, realizados pela EPE com acompanhamento de consultoria especializada, indicam uma expectativa de volume in place não riscado de 80 bilhões de barris de óleo equivalente, e cerca de 10 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis. Apesar da grande incerteza envolvida, é necessário proceder com a campanha exploratória na bacia para a confirmação do seu potencial.

Figura 5-2 – Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal.



Fonte: Elaboração EPE.

Box 5.1**Expectativa de declínio da produção de petróleo e gás natural no horizonte decenal**

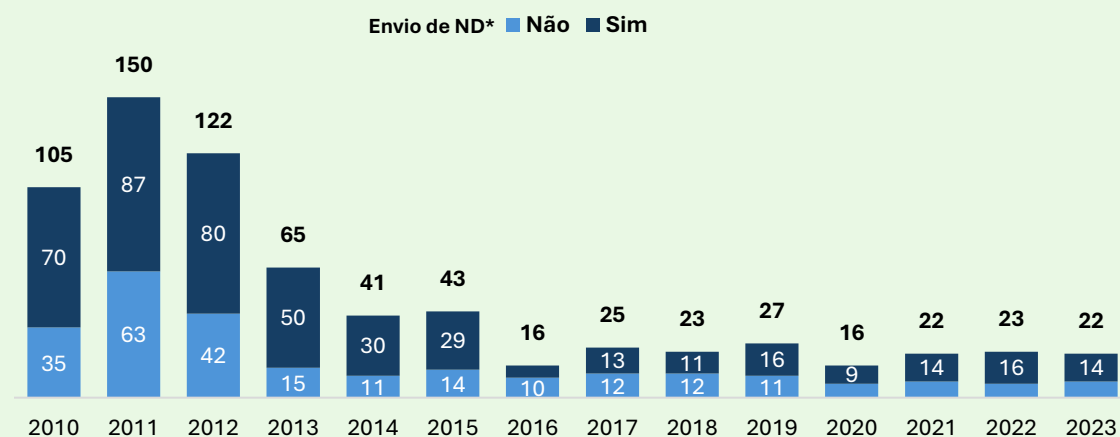
As previsões das produções de petróleo, que mantinham a tendência crescente ou o patamar acima de 5 MM bbl/dia nos Planos de Expansão da Energia anteriores, passaram a sinalizar uma queda da produção desde o PDE 2031. No PDE 2034 estima-se que o declínio ocorrerá a partir de 2030. No caso do gás natural, um declínio, embora mais suave, também é observado entre 2031 e 2033 na curva da produção total, muito pela característica do gás brasileiro de ser associado ao petróleo em sua maior parte.

Apesar do bom desempenho do Ciclo da Oferta Permanente, que apresentou um aumento de 19% de áreas arrematadas nos últimos anos, o declínio sinalizado reflete a queda das atividades exploratórias nos últimos anos. Um fator que demonstra essa queda é a diminuição do número de poços exploratórios perfurados, que pode ser observada na Figura 5-3.

A manutenção dos patamares de produção se dá pelo contínuo processo exploratório. Os projetos de petróleo e gás natural se caracterizam pelo seu longo prazo de maturação. O tempo entre o início da fase de exploração e o início da produção pode variar de 3 a 5 anos para áreas onshore e de 7 a 10 anos para áreas offshore. Considerando estes prazos, destaca-se que a tomada de decisão sobre os investimentos nas áreas exploratórias deve ser imediata para que o retorno esperado ocorra nos próximos 10 anos. O aumento do esforço exploratório, principalmente em áreas de novas fronteiras, é uma necessidade imediata para contenção do declínio da produção de petróleo.

Um exemplo é a exploração dos blocos da Bacia da Foz do Amazonas na Margem Equatorial Brasileira, que foram leiloados em 2013 durante a 11ª Rodada de Licitação, sem o avanço nas atividades exploratórias, em especial a perfuração de poços exploratórios. Assim, continua-se sem a informação necessária para avançar no aprimoramento do modelo geológico. No caso contrário, com 11 anos de exploração, já seria conhecido, com menores níveis de incerteza, o potencial da área e, eventualmente, a bacia estaria no início da produção. São muitos os instrumentos que contribuem com o esforço exploratório, entre eles incentivos, fomentos, estudos de atratividade das bacias etc. Mas o licenciamento ambiental é fundamental para a realização das atividades exploratórias.

As áreas de novas fronteiras são regiões ou bacias sedimentares ainda pouco exploradas, o que implica em riscos socioambientais mais elevados, devido à existência de lacunas de conhecimento técnico-científico consideráveis. Portanto, sua exploração demanda olhar regionalizado e estratégico para subsidiar o planejamento cuidadoso das atividades de prospecção, instalação de infraestrutura e operação, de modo a prevenir impactos ambientais sobre ambientes e espécies sensíveis. Nesse sentido, o desenvolvimento de estudos socioambientais mais amplos que os estudos elaborados para o licenciamento ambiental de uma atividade específica pode contribuir para a minimização de riscos e conflitos socioambientais e promover a sustentabilidade.

Box 5.1**Expectativa de declínio da produção de petróleo e gás natural no horizonte decenal****Figura 5-3 - Queda no número das atividades de perfuração de poços exploratórios**

*ND – Notificação de Descoberta

Fonte: [Painel Dinâmico da Fase de Exploração - ANP](#)

5.2 Previsão da Produção de Gás Natural

A parcela da produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2031, quando se atinge um pico de produção próximo de 293 milhões de m³/dia. No final do decênio, a produção da reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição dos recursos contingentes e não descobertos (Figura 5-4). No decênio, as maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas (SEAL), Solimões, Potiguar e Parnaíba.

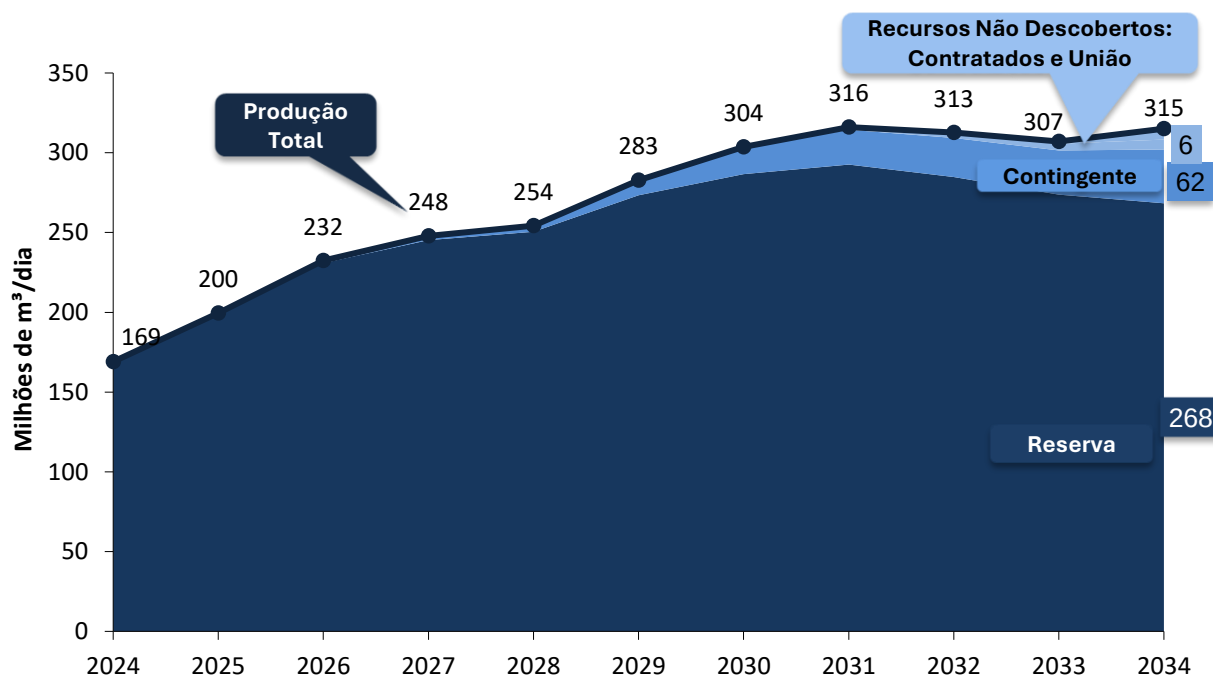
A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações no horizonte geológico do pré-sal na Bacia de Santos, a produção em mar na Bacia Potiguar e a produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com cerca de 93% do total dos recursos contingentes no ano de 2034.

A partir de 2029, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e, a partir do penúltimo ano do decênio, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é cerca de 4% da produção nacional em 2034.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 84% do total previsto para 2034, com a participação muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, mantém-se a influência predominante das unidades produtivas das bacias de Campos, Amazonas, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas (SEAL) e Solimões.

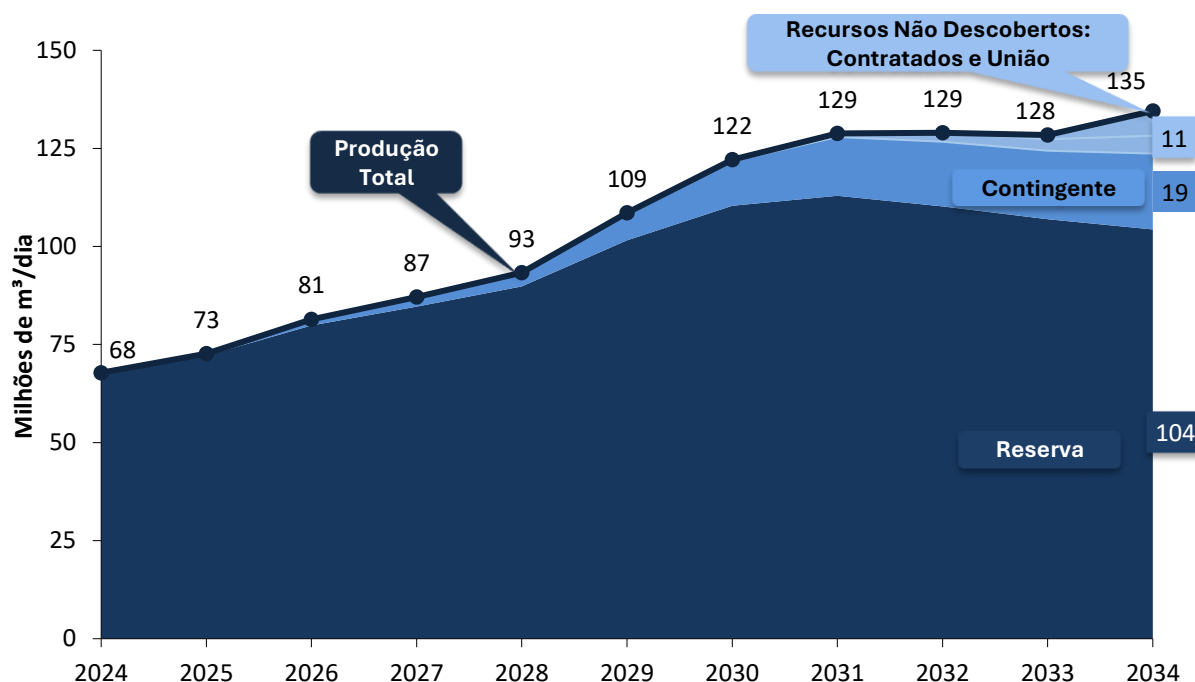
A produção líquida de gás natural (Figura 5-5), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponíveis para as UPGNs, é obtida pelo abatimento na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Figura 5-4 - Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 5-5 - Previsão da produção líquida de gás natural nacional



Fonte: Elaboração EPE.

A previsão da produção líquida de gás natural apresenta um suave crescimento nos primeiros 5 anos e um aumento acelerado a partir de 2029. Seu comportamento não acompanha a produção bruta durante o período pelas características dos campos no pré-sal, onde a injeção é utilizada como uma solução para a remoção dos altos teores de CO₂, para o aumento da recuperação do petróleo e para a manutenção da pressão nos reservatórios. Durante a separação do CO₂, parte do gás natural também é arrastado e segue para ser reinjetado. A parcela de gás natural arrastada depende da eficiência das membranas adotadas na separação. Além da injeção do CO₂ com a parcela de gás natural arrastado, pode haver uma injeção de gás natural complementar para alcançar a melhor produção de petróleo. Esta parcela complementar varia e é resultado das simulações realizadas para cada reservatório.

A partir de 2029, espera-se o aumento da produção líquida de gás natural através da entrada de novos projetos, com destaque para a Bacia de Campos, com os campos de Raia Manta e Raia Pintada, e para as bacias de SEAL e Solimões.

Já a partir de 2030, são previstos avanços na disponibilização do gás natural, com a entrada em produção de módulos de produção na Bacia de Santos. Uma alternativa também adotada foi a possibilidade de transferência de gás no Campo de Búzios, partindo de módulos sem processamento para módulos com processamento e exportação de gás, que apresentem ociosidade.

A Figura 5-6 apresenta as previsões da produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra pré-sal. Praticamente ao longo de todo decênio ocorre o crescimento acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do pré-sal, representando cerca de 80% do total em 2034.

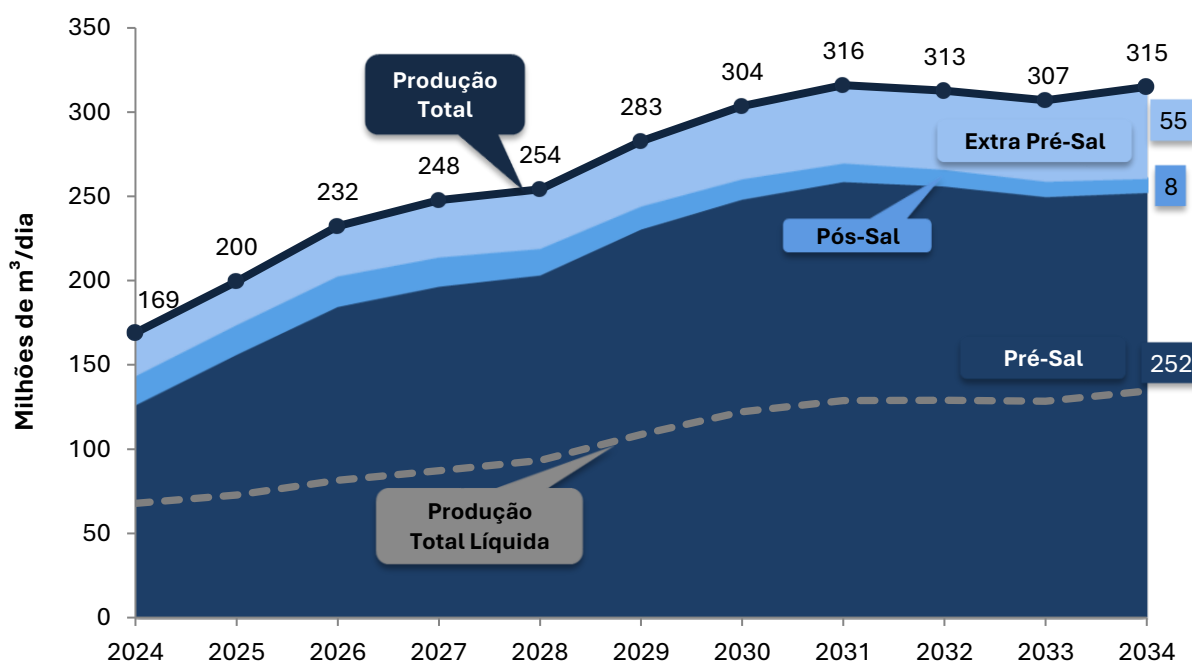
O Box 5-2 apresenta uma análise de sensibilidade para o aumento da produção líquida de gás natural no período.

As previsões da produção de gás natural aqui apresentadas são baseadas em recursos convencionais de gás natural. Os recursos não convencionais brasileiros foram inicialmente caracterizados em estudos preliminares, com o intuito de identificar as formações geológicas que podem conter as características necessárias para a sua ocorrência.

Neste contexto, as bacias do Parnaíba, Paraná, Solimões e Amazonas são atrativas para a pesquisa de gás de folhelho. Já os reservatórios não convencionais de gás natural em formação fechada (ou tight gas) podem ser alvo de estudos nas bacias do Recôncavo, São Francisco e dos Parecis.

O Projeto Poço Transparente é uma iniciativa do governo brasileiro para ampliar o conhecimento sobre o fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais de petróleo e gás natural e divulgar informações de aspectos geológicos, ambientais e de aplicação da técnica, tornando os dados obtidos acessíveis para toda a sociedade de forma transparente, esclarecedora e sustentável. O edital público está aberto, aguardando submissões de empresas interessadas em apresentar projetos.

Figura 5-6 - Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



Fonte: Elaboração EPE.

Box 5.2**Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2034**

A previsão da produção líquida de gás natural de referência considera a continuidade da operação das áreas em produção, a entrada em produção de projetos já anunciados pelas companhias e de descobertas em avaliação (como, por exemplo, as descobertas de Gato do Mato e Aram), além da alternativa de possibilidade de transferência de gás no Campo de Búzios, partindo de módulos sem processamento para módulos com processamento e exportação de gás, que apresentem ociosidade e outros módulos e, em menor proporção, a entrada em produção de recursos não descobertos.

Apesar dos avanços apresentados, a previsão da produção líquida de gás natural de referência não apresenta aumento significativo com relação à publicada no ciclo anterior. Isso se deve às postergações nas datas previstas naquela data para o início da produção de alguns módulos (como, por exemplo, os módulos de Raia Manta e Pintada, Sergipe Águas Profundas 1 e 2, os segundos módulos para Atapu e Sépia).

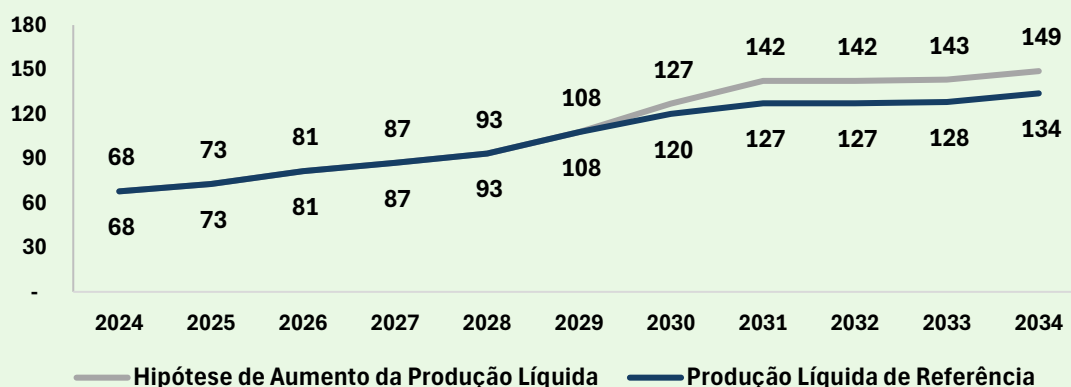
Outro fator que faz com que os avanços não sejam aparentes são os ajustes nos tempos para a entrada em produção de recursos não descobertos. No ciclo anterior, esses recursos entravam em produção a partir do terceiro ano do decênio e, para o PDE 2034, entram a partir do quinto ano, trazendo uma menor contribuição no decênio.

Em geral, os campos com teores muito elevados de CO₂ como o caso de Mero, inviabilizam a disponibilização de gás por apresentar uma parcela de gás remanescente muito pequena. Além disso, o processo de separação de CO₂ utiliza grande espaço na superfície da plataforma. A tecnologia de separação de gás líquido submarino, chamada HISEP (High-Pressure Separation), tem gerado expectativa com relação aos testes no campo de Mero, com o objetivo separar o gás da parcela líquida. O processo, no entanto, reduz consideravelmente a razão gás-óleo (RGO) dos fluidos produzidos, porém não separa o CO₂ do gás, que tende a ser reinjetado.

Desse modo, a adoção de um hub de gás natural pode ser uma alternativa para o campo de Mero, considerando a premissa de que o complexo abrangeria uma unidade para fazer o processamento do gás das unidades que não processam, visando disponibilizar uma parcela desse gás.

Para a perspectiva de aumento da disponibilidade de gás natural, foi elaborado um cenário calcado na hipótese de implantação de um Gas HUB para o Campo de Mero, com a capacidade de exportação de 15 MMm³/dia. A Figura 5-7 compara a previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural.

Figura 5-7 - Previsão da produção líquida de gás natural nacional e a sensibilidade para aumento da disponibilidade.



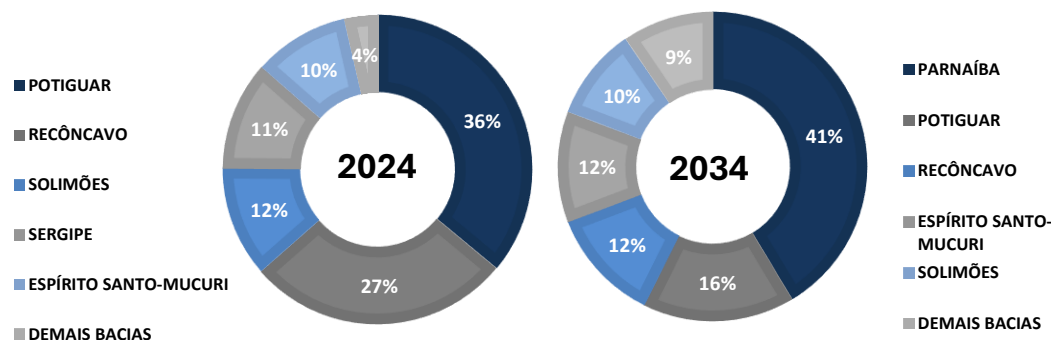
Fonte: EPE (projeções).

5.3 Previsão da Produção no Ambiente Onshore

Este item trata da previsão da produção no ambiente onshore. A produção de petróleo é sustentada ao longo do decênio pelas bacias: Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Espírito Santo e Solimões, representando 91% da produção prevista no ambiente onshore (Figura 5-8).

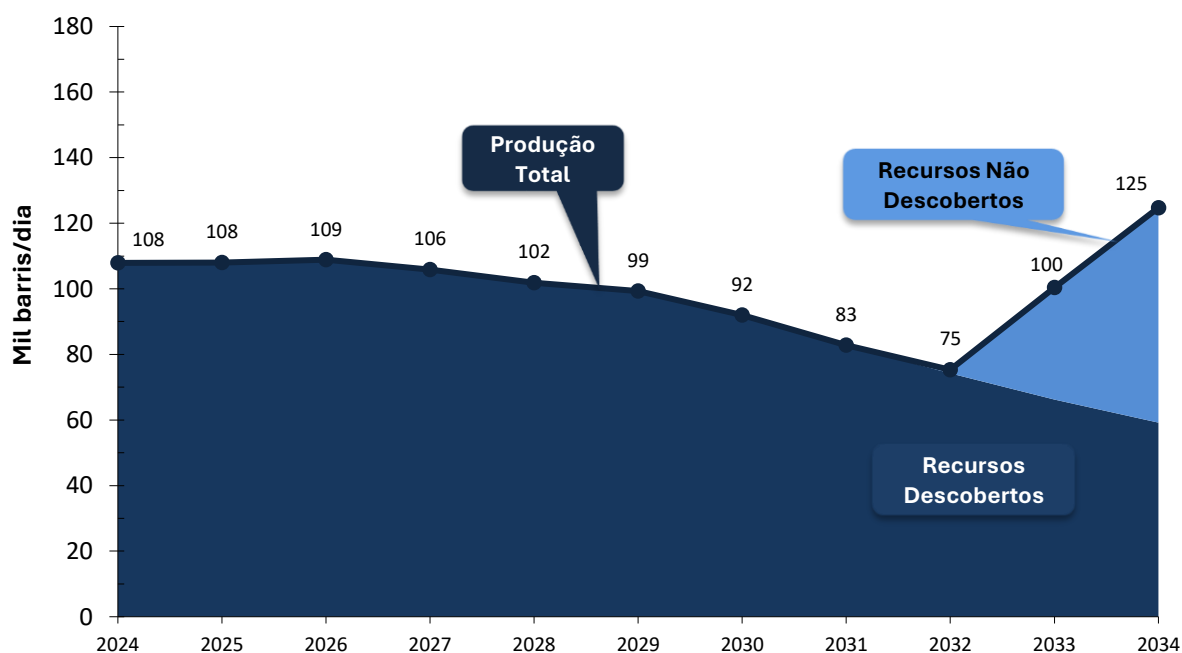
A previsão da produção de petróleo no ambiente onshore apresenta, no final do decênio, cerca de 125 mil barris por dia, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos, sendo complementada com as unidades na categoria de Recursos Não Descobertos, representando, respectivamente, 47% e 53% da produção em 2034 (Figura 5-9).

Figura 5-8 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 5-9 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo

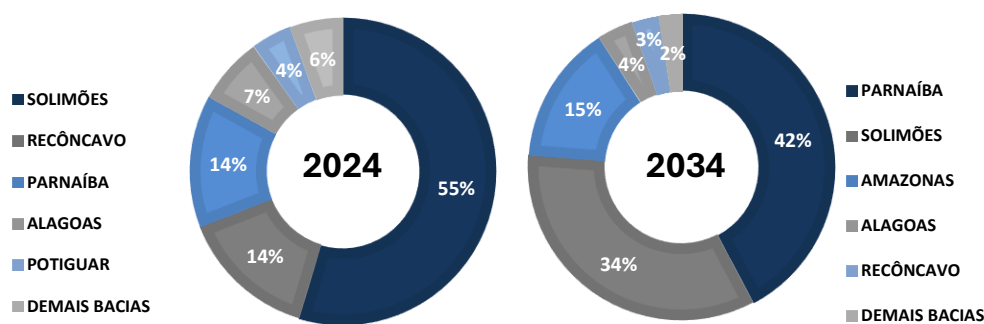


Fonte: Elaboração EPE (projeções).

A produção de gás natural é sustentada, ao longo do decênio, nas bacias: Parnaíba, Solimões, Amazonas, Alagoas e Recôncavo, representando ao final do período, cerca de 98% (Figura 5-10) da produção bruta e líquida, prevista no ambiente onshore (Figura 5-11).

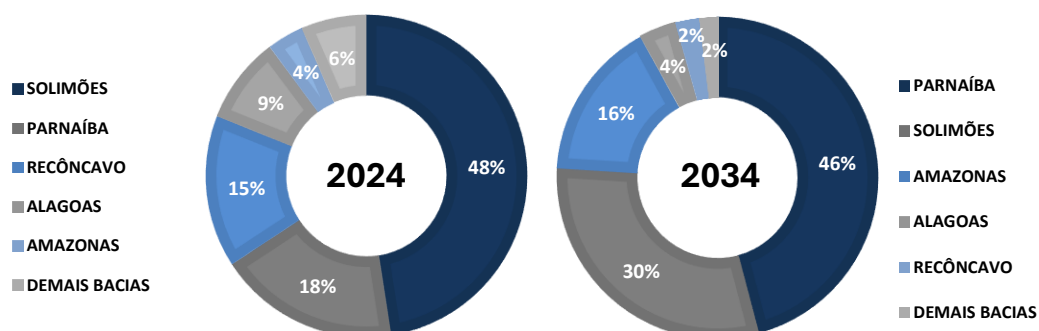
A previsão da produção de gás natural no ambiente onshore apresenta ao final do decênio cerca de 30 milhões de m³ por dia para produção bruta e cerca de 26 milhões de m³ por dia para produção líquida, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos. Essa produção é complementada com as unidades na categoria de Recursos Não Descobertos, representando, respectivamente, 88% e 12% da produção em 2034, para a produção bruta (Figura 5-12) e 87% e 13% para a produção líquida (Figura 5-13).

Figura 5-10 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de gás natural bruta



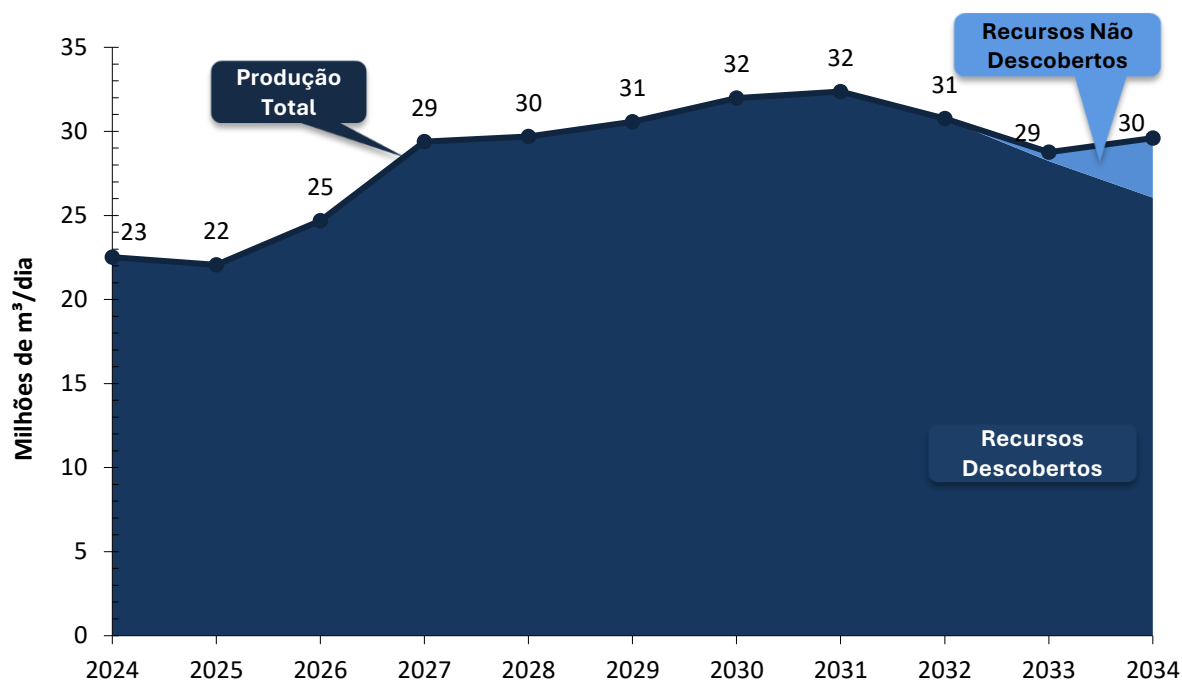
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 5-11 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de gás natural líquida



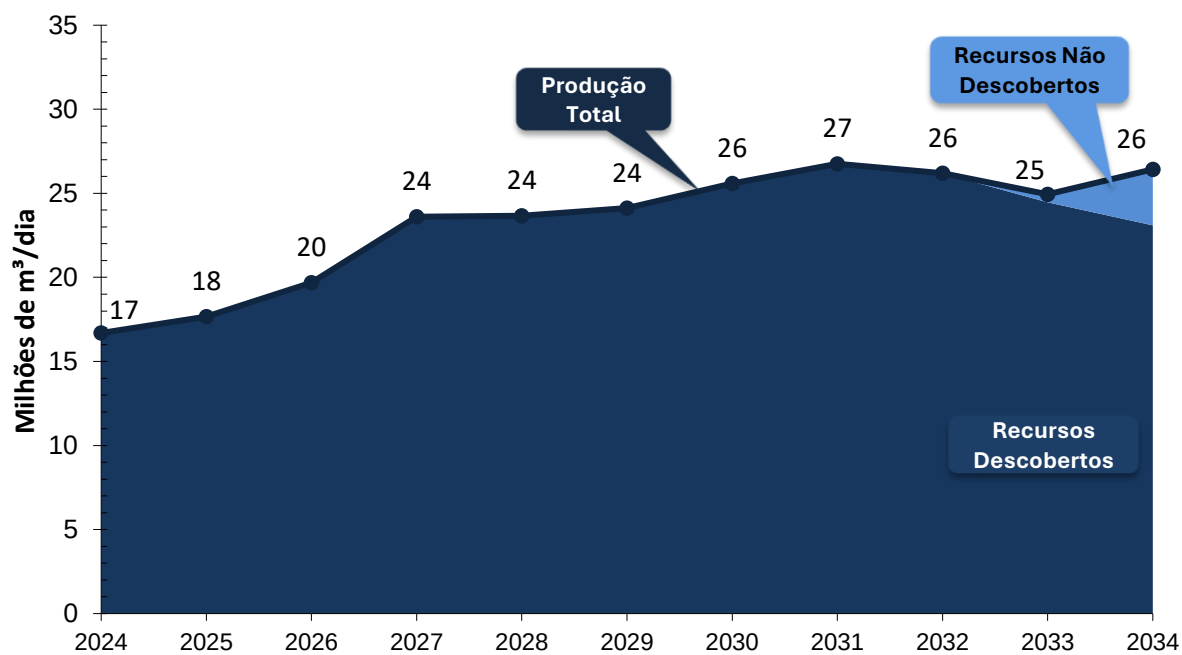
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 5-12 – Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente onshore



Fonte: Elaboração EPE (projeções).

Figura 5-13 – Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente onshore



Fonte: Elaboração EPE (projeções).

5.4 Análise de Sensibilidade para o Aumento da Produção Onshore e Offshore no horizonte do PDE 2034

A produção brasileira de petróleo e gás natural crescerá 48% em 2034, em relação ao ano de 2023, influenciada principalmente pela produção do pré-sal, como indicam as previsões de referência deste PDE. No entanto, a produção das reservas, que apresentam menor nível de incerteza, começa a declinar a partir de 2030. Muitos dos campos que sustentaram a produção até o início dos anos 2000, especialmente os marítimos do pós-sal na Bacia de Campos, localizados nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, estão em declínio, com redução da produção. Esse declínio é um fenômeno natural que ocorre quando a área de drenagem dos poços produtores diminui sua produtividade à medida que os reservatórios se esgotam. A falta de investimentos na revitalização dos ativos e em técnicas de recuperação, combinada com a priorização da exploração de novos ambientes, acelerou o declínio desses campos maduros. A exploração e produção terrestre enfrentou uma situação semelhante no início dos anos 1970, quando o esforço exploratório se direcionou para águas cada vez mais profundas, seguindo a tendência de sucesso obtida nas campanhas marítimas. Atualmente, a produção terrestre é de cerca de 100 mil barris/dia, o que representa 3% da produção brasileira, tendo demandado o retorno dos investimentos para a manutenção da produção das bacias sedimentares produtoras.

A volatilidade dos preços das commodities de petróleo e do gás natural, principalmente em cenários de instabilidade geopolítica, faz com que as companhias busquem por oportunidades de negócios com redução de custos operacionais, alta produtividade e baixo risco exploratório. No caso brasileiro, as grandes empresas petrolíferas revisaram suas carteiras em busca de projetos mais resilientes, reduzindo seus custos, riscos e investimentos, em especial os projetos em áreas offshore, principalmente no pré-sal.

Nesse contexto, houve um movimento de grandes empresas petrolíferas, como a Petrobras, pelo desinvestimento de parte significativa de seus campos maduros, tanto terrestres quanto marítimos. Este movimento foi visto como uma oportunidade para pequenos e médios produtores, para avançarem no desenvolvimento desses projetos com taxas internas de retorno mais baixas.

Além disso, iniciativas do CNPE, como aquelas voltadas para incrementar os ciclos da Oferta Permanente conduzida pela ANP, visam ampliar as áreas disponíveis para exploração. Essas ações são importantes para aumentar as atividades e atingir os objetivos de programas governamentais específicos para campos maduros, como por exemplo o Polo de Alagoas, que em 100 dias, sendo operado por empresa independente, mais que dobrou a produção no estado.

Programas governamentais para a revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres e campos marítimos, notadamente para a Bacia de Campos, surgiram com uma série de incentivos para a revitalização e aumento da produtividade e recuperação de campos terrestres e marítimos em declínio.

Neste item são apresentadas estimativas de aumento da produção a partir de duas perspectivas: aumento da recuperação de campos, com maior aproveitamento dos recursos relativos aos campos maduros terrestres e marítimos, que foram desinvestidos pela Petrobras; e previsão da produção em áreas a serem arrematadas na Oferta Permanente.

5.4.1 Aumento da Produção pela extensão da vida dos campos e aumento do Fator de Recuperação (FR)

Como a maioria desses campos se encontra em declínio de produção, fazem-se necessários estudos e investimentos que promovam a continuidade da produção com o consequente aumento do fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação secundária e terciária. O aumento do FR não implica necessariamente no aumento da produção, mas em um maior aproveitamento dos recursos in-situ (EPE, 2018). Nesse contexto, é estimado o incremento em 205 milhões de barris de óleo equivalentes dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias terrestres brasileiras, conforme Tabela 5-1.

Tabela 5-1 - Recursos e Reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)*	Incremento a cada 1% do FR
Recôncavo	7.225,8	2.182,7	327,8	35%	30%	72,3
Potiguar	5.223,9	887,4	250,1	22%	17%	52,2
Sergipe	4.576,2	584,4	254,8	18%	13%	45,8
Espírito Santo-Mucuri	1.768,7	282,5	139,2	24%	16%	17,7
Solimões	1.702,5	928,8	348,4	75%	55%	17,0
Alagoas	746,6	252,8	109,5	49%	34%	7,5
Parnaíba	378,3	98,9	239,9	90%	26%	3,8
Amazonas	61,2	1,2	47,6	80%	2%	0,6
Tucano Sul	37,2	14,5	2,9	47%	39%	0,4
Barreirinhas	9,6	0,1	3,7	40%	1%	0,1
Paraná	3,1	0,0	2,5	81%	1%	0,03
Camamu-Almada	1,9	0,2	0,3	24%	9%	0,02
Total	21.735	5.233	1.727	32%	24%	217

Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (BAR 2022).

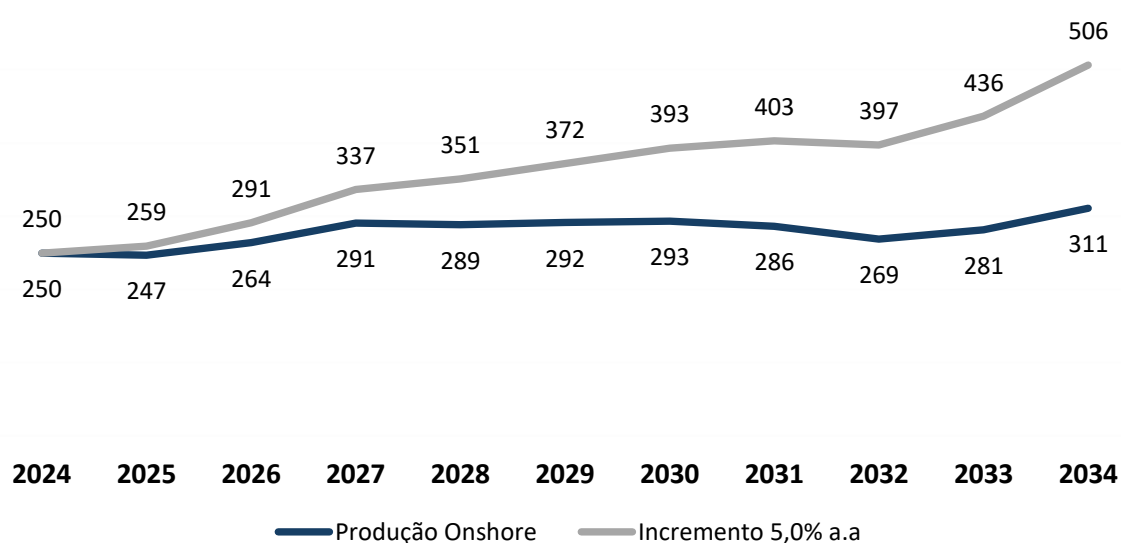
* Fator de recuperação atual (FRa) refere-se ao percentual do volume original produzido.

Nota-se que, em bacias como a Potiguar, ainda há uma grande margem para evolução das reservas, pois os projetos indicam atualmente um FR de até 22%, percentual inferior aos das amostras internacionais. Neste caso, por exemplo, já está ocorrendo um melhor aproveitamento em campos desinvestidos pela Petrobras no estado do Rio Grande do Norte, visto que uma atual concessionária, em 1 ano, aumentou a produção em 30%. Esse resultado foi obtido pelos efeitos imediatos dos investimentos em novos poços e na aplicação de técnicas de recuperação secundária e terciária. Em situação semelhante, este exemplo pode ser aplicado nos mesmos patamares nas porções terrestres das bacias do Espírito Santo e Sergipe.

A trajetória de referência prevista neste PDE estima que o Brasil irá alcançar um volume em torno de 311 mil barris de óleo equivalente por dia (mboed) para a produção onshore, em 2034. Esta

estimativa tem por base as perspectivas de manutenção dos atuais patamares de produção e a possibilidade da entrada de recursos não descobertos no período, acarretando um crescimento anual médio de 4% até o final do período. Contudo, com os incentivos e ações desencadeadas a partir das iniciativas para a revitalização dos campos maduros, espera-se o incremento do crescimento da produção em percentuais superiores ao inicialmente aventado. Considerando o aumento percentual de campos de produção desinvestidos em bacias terrestres, pode-se alcançar uma produção cerca de 500 mboed em 2034, ou seja, um crescimento anual médio de 5% conforme demonstrado na Figura 5-14.

Figura 5-14 – Previsão de produção onshore de Petróleo e Gás Natural (Mil boa/d) 2024-2034 considerando aumento do FR de 5%



Fonte: Elaboração EPE (projeções).

Seguindo a mesma lógica de incentivar as atividades de E&P e aumentar a produção, a revitalização de campos maduros, visa estender a vida útil dos campos marítimos maduros de petróleo e gás natural e aumentar o fator de recuperação (FR) das áreas com produção declinante no pós-sal, atualmente em 22% para petróleo e 30% para gás natural, índices abaixo dos verificados em outros países. A revitalização desses campos assegura a continuidade da arrecadação de participações governamentais, gera empregos e mantém a indústria de bens e serviços locais. Além disso, melhora o ambiente de negócios e promove o desenvolvimento econômico e social, beneficiando não apenas as localidades diretamente afetadas, mas toda a sociedade brasileira.

No ambiente offshore há uma predominância na produção de petróleo e gás natural nas bacias de Santos e Campos, representando cerca de 95% da produção marítima acumulada até 2023, sendo que a primeira vem apresentando um crescimento na produção para os próximos 5 anos, propiciada pelo desenvolvimento dos volumes da Cessão Onerosa, assim como dos volumes excedentes da Cessão Onerosa. Já para a Bacia de Campos, o cenário é diferente, com uma previsão de declínio da produção já a partir de 2027 até o fim do decênio. Estima-se o incremento

em cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR para a Bacia de Campos, conforme Tabela 5-2.

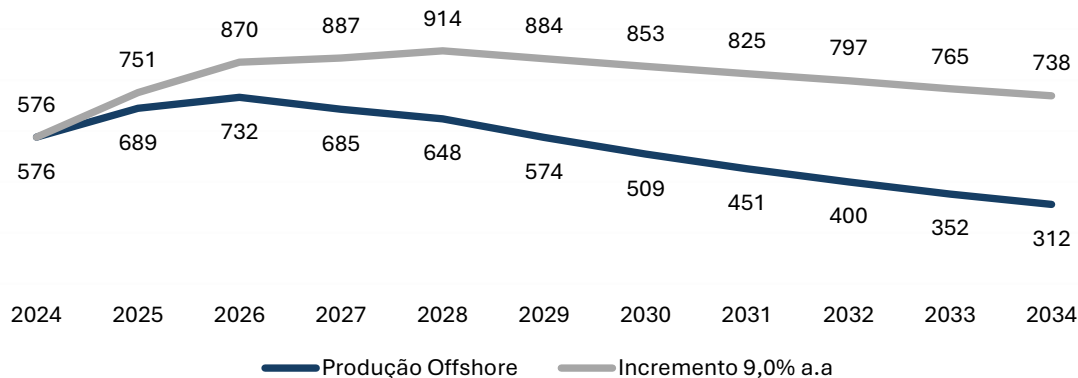
Tabela 5-2 - Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Alagoas	28,42	20,48	2,92	82%	72%	0,3
Camamu-Almada	892,21	173,46	130,16	34%	19%	8,9
Campos	96.958,19	15.482,00	9.365,09	26%	16%	969,6
Ceará	818,57	173,63	-	21%	21%	8,2
Espírito Santo-Mucuri	1.123,81	323,29	8,58	30%	29%	11,2
Potiguar	1.295,03	271,14	105,53	29%	21%	13,0
Santos	117.847,00	5.962,54	27.794,20	29%	5%	1.178,5
Sergipe	4.542,97	386,68	1.476,06	41%	9%	45,4
Total	223.506	22.793	38.883	28%	10%	2.235

Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (BAR 2022).

No âmbito do Programa de Desinvestimentos da Petrobras, são considerados 25 campos desinvestidos localizados na Bacia de Campos. Atualmente, a bacia possui FR de 26% e com a perspectiva de elevação do FR estima-se que ocorra aumento de cerca de 30% sobre a produção prevista para a bacia no final do decênio, comparando-se com o primeiro ano. Essa mesma abordagem pode ser utilizada em outras bacias marítimas, como SEAL, Potiguar, Espírito Santo, Camamu-Almada, Ceará, além do pós-sal e extra pré-sal da Bacia de Santos. A Figura 5-15 sinaliza que, com a previsão de aumento da produção em cerca de 30% em 2034 comparado com 2024, atinge-se o crescimento médio anual de 9,0% a.a., mostrado pela elevação do FR. Nas curvas de referência do PDE 2034, as 25 unidades utilizadas nessa simulação apresentam um acréscimo na produção até 2026, seguido de forte declínio até o final do período.

Figura 5-15 – Previsão de produção offshore de Petróleo e Gás Natural (Mil boe/d) 2024-2034 considerando aumento do FR de 9%



Fonte: Elaboração EPE (projeções).

5.4.2 Contribuição da Oferta Permanente no aumento das Reservas e da Produção dentro do horizonte do PDE 2034

A Oferta Permanente (OP) consiste na disponibilização, pela ANP, de portfólio de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em bacias sedimentares brasileiras terrestres ou marítimas para avaliação e manifestação de interesse das empresas petroleiras.

O Ciclo de OP ocorre com a manifestação de interesse por empresas do setor sobre blocos disponibilizados pela ANP, que deve ser apoiada no pagamento da garantia de oferta e da aprovação da declaração de interesse por uma comissão própria da ANP. Os blocos disponibilizados pela Agência já contam com as diretrizes ambientais estabelecidas em conjunto com órgãos ambientais. A partir da manifestação de interesse, estima-se que a Sessão Pública seja realizada no prazo de 90 dias.

Do ponto de vista do planejamento, a OP possibilita a antecipação das contratações das áreas, pois dispensam a necessidade de um calendário de ofertas, assim sendo, amplia-se o acesso das áreas para os diversos perfis de empresas de E&P. Dentro do horizonte decenal, a OP possibilitará o aumento das atividades de exploração, de investimentos e, por consequência, das chances de incremento de reservas e da produção de petróleo e gás natural. Esses Ciclos de OP podem ser realizados tanto no regime de Concessão (OPC), quanto no regime de Partilha da Produção (OPP)

No último ciclo de OPC⁶⁶, o 4º a ser efetivado, ocorrido no final de 2023, foi obtido o maior sucesso dentre todos os ciclos já realizados: foram arrematados 192 blocos e 1 área com acumulação marginal, totalizando mais de 47.200 km², arrecadando mais de R\$ 421,8 milhões em bônus de assinatura e com investimentos previstos superiores a R\$ 2 bilhões. Das empresas ofertantes, 15 saíram vencedoras, sendo 6 estrangeiras e 9 nacionais.

Na ocasião também foi realizado o 2º Ciclo Oferta Permanente da Partilha (OPP), quando foram ofertados 6 blocos, tendo sido arrematado um, tupinambá, com bônus da assinatura de R\$ 7 milhões e investimentos previstos da ordem de R\$ 360 milhões.

Em 23 de dezembro de 2023, a Resolução de Diretoria da ANP nº754/2023 revogou os Editais de Licitação da Oferta Permanente de Concessão e de Partilha, em razão da publicação da Resolução CNPE nº 11/2023, e determinou que a Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) iniciasse os trâmites processuais para adequação dos Editais de Licitação e dos respectivos contratos como disposto na Resolução CNPE nº11/2023. A ANP está realizando uma revisão das áreas disponíveis para oferta. Esta reavaliação dos blocos em oferta deverá levar em consideração as novas exigências de contratação de conteúdo local, bem como questões de sensibilidade ambiental e social. A expectativa é que novos OPC só venham a ocorrer em 2025.

⁶⁶ Os processos desses dois últimos ciclos de OP ainda não haviam sido totalmente concluídos, na data de fechamento deste estudo, restando ainda a etapa de assinatura dos contratos dos 194 blocos arrematados.

Antes dos ciclos de OP realizados dezembro de 2023, havia 955 ⁶⁷ blocos, em áreas de concessão, e 7 blocos, em área de partilha, disponíveis para arremate. Os 194 blocos recentemente arrematados, passaram a compor a categoria de Recursos Não Descobertos – Empresas – RND-E, que devem seguir as fases contratuais do processo exploratório.

Para os blocos exploratórios remanescentes, nas modalidades de concessão (763 blocos) e de partilha da produção (6 blocos), para futuros ciclos de OP, que não estão sob a vigência de qualquer tipo de contrato e caracterizam-se, portanto, como áreas de Recursos Não Descobertos da União – RND-U, foi elaborado um estudo, com o objetivo de estimar o potencial dessas áreas.

Para estimar o potencial de volumes recuperáveis nacionais de petróleo e gás natural das áreas que podem ser arrematadas nos próximos ciclos de OP, foi necessária a análise dos seguintes aspectos: classificação do tipo de recurso, estimativas volumétricas, início da produção e perfil de produção.

Os volumes utilizados nos estoques são metodologicamente associados às estimativas baseadas nos estudos dos plays exploratórios das bacias sedimentares a que cada bloco pertence (EPE, 2023). O início da produção e o marco da declaração de comercialidade são estimados com base nos períodos exploratórios similares a contratos firmados anteriormente. Porém, dada a quantidade de blocos que podem fazer parte da OP, utilizou-se um critério para selecionar aqueles com chance de produzir no horizonte dos próximos 10 anos.

O critério está associado ao conceito de Bacia Efetiva Probabilística (EPE, 2023), que trata da composição das chances de descoberta de todos os plays exploratórios de uma determinada bacia sedimentar, e da expectativa de volumes recuperáveis para cada um dos blocos disponíveis para OP. A Bacia Efetiva Probabilística foi destacada para compor o risco e o ordenamento de entrada em produção devido à abrangência regional dessa informação nas bacias brasileiras. Deste modo, as maiores chances associadas aos volumes estimados para cada bloco, metodologicamente, culminam para a maior favorabilidade da área em destaque.

Para a análise aqui considerada, foram selecionados 25% dos blocos mais bem classificados, conforme descrito anteriormente, em cada uma das bacias sedimentares com blocos disponíveis para OPC. Foram descartados da classificação os blocos que tivessem mais de 30% de sua área em sobreposição com qualquer área de restrição socioambiental. A partir desses critérios, foram selecionados 180 blocos do regime de concessão, distribuídos em 18 bacias sedimentares, sendo 37 terrestres e 143 marítimos. Já para o regime de partilha da produção, foram considerados os 6 blocos disponíveis, sendo 2 na Bacia de Campos e 4 na Bacia de Santos⁶⁸.

⁶⁷ Os Editais de Licitações da Oferta Permanente, publicados pela ANP (que se encontram revogados, maio/2024), são documentos dinâmicos que trazem a inclusão ou exclusão de áreas em oferta e o aprimoramento das regras aplicadas. A cada alteração dos Editais, a agência realiza uma audiência pública.

⁶⁸ A Resolução CNPE nº11/2023 também aprovou os critérios técnicos e econômicos para disponibilização de 11 blocos para futuros ciclos de OPP. Apenas três desses blocos foram considerados neste estudo, pois já possuíam aprovação prévia. Os demais ainda estavam em estudo quando foram realizadas as estimativas volumétricas do PDE2034.

As estimativas volumétricas apresentadas não consideraram um estudo detalhado de viabilidade técnica dos projetos, mas refletem o potencial de produção e/ou da recuperação de recursos que a exploração destas áreas pode fomentar. Nas previsões realizadas para a sensibilidade, o potencial dos benefícios do regime de OP, em função das áreas disponíveis, dentro dos critérios estabelecidos, indica alta probabilidade para se antecipar o incremento de nossas reservas da ordem de 16,4 bilhões de barris de óleo equivalente, no caso dos blocos na modalidade de concessão, e de 4,5 bilhões de barris de óleo equivalente para os blocos na modalidade de partilha da produção, no próximo decênio.

Com relação à sensibilidade na produção, as projeções realizadas para os Planos de Energia sempre consideram a categoria do RND, que já contempla o incremento destas áreas, principalmente no final do horizonte. Contudo, a depender do volume e do tempo de entrada em produção, ainda pode ocorrer entre 1% e 5% de incremento na produção nos últimos anos.

5.5 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

Para a previsão da evolução das reservas provadas⁶⁹, consideraram-se estimativas de volumes recuperáveis, estipularam-se tempos para as declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 30 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2024 e 2029, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, aos recursos hoje contingentes e aos recursos não descobertos.

As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 30 bilhões de barris a partir de 2029, considerando-se todos os volumes estimados citados anteriormente. Na Figura 5-16, elabora-se o histórico da reserva até 2023 e a partir deste ano, se apresenta a estimativa de reserva até 2034.

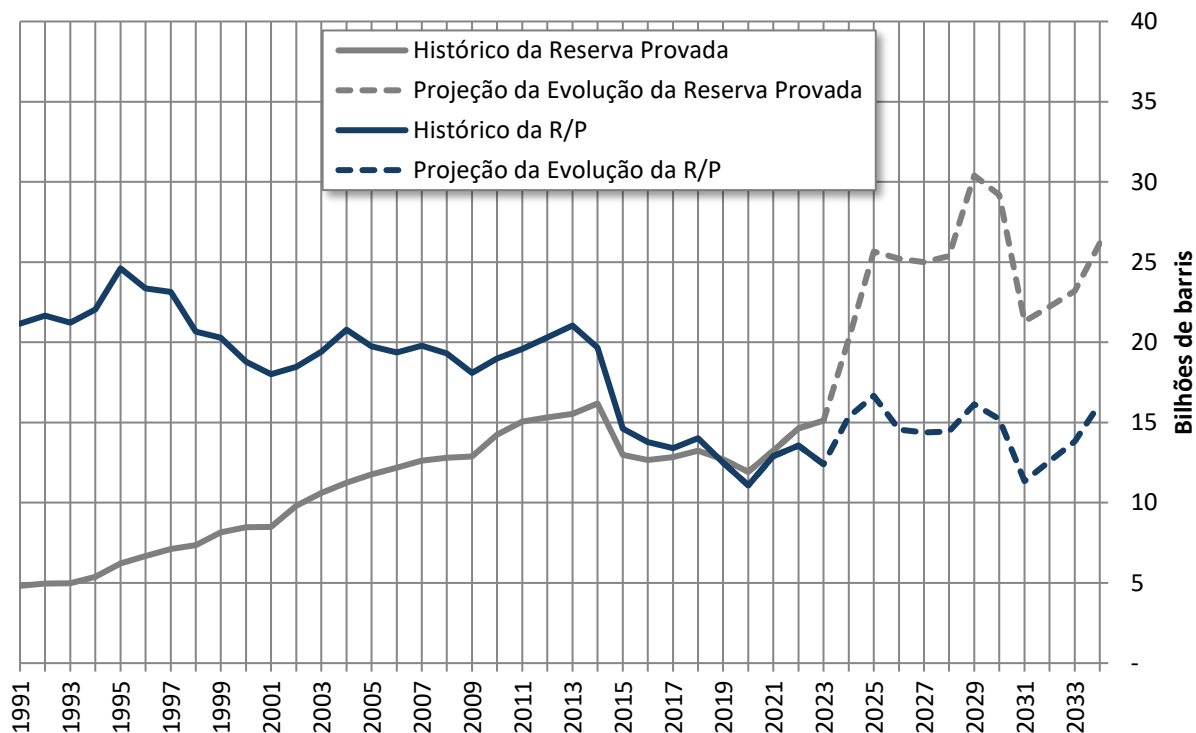
Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, também foram considerados os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa e os de outros contingentes e recursos não descobertos nas projeções da reserva provada. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento gradual na transição entre o histórico e a projeção na evolução da reserva. No caso do gás natural também ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais em a partir de 2024, podendo chegar a cerca de 1,5 trilhão de m³ no final do decênio.

⁶⁹ A evolução das reservas brasileiras de petróleo depende do ritmo de estudos das áreas de exploração no país. cabe ressaltar que para se confirmar o potencial de óleo recuperável dessas áreas, são exigidos estudos geológicos extensos, bem como análises de viabilidade econômica dos campos. Para tanto, é preciso convergência no entendimento de que o petróleo é um energético essencial ao país, exigindo avaliações contínuas de novas fronteiras exploratórias, baseadas no processo essencial de reposição das reservas para sustentar a segurança do suprimento energético no país.

Na Figura 5-17 é mostrado o histórico da reserva até 2021 e a partir deste ano, a estimativa de reserva até 2034.

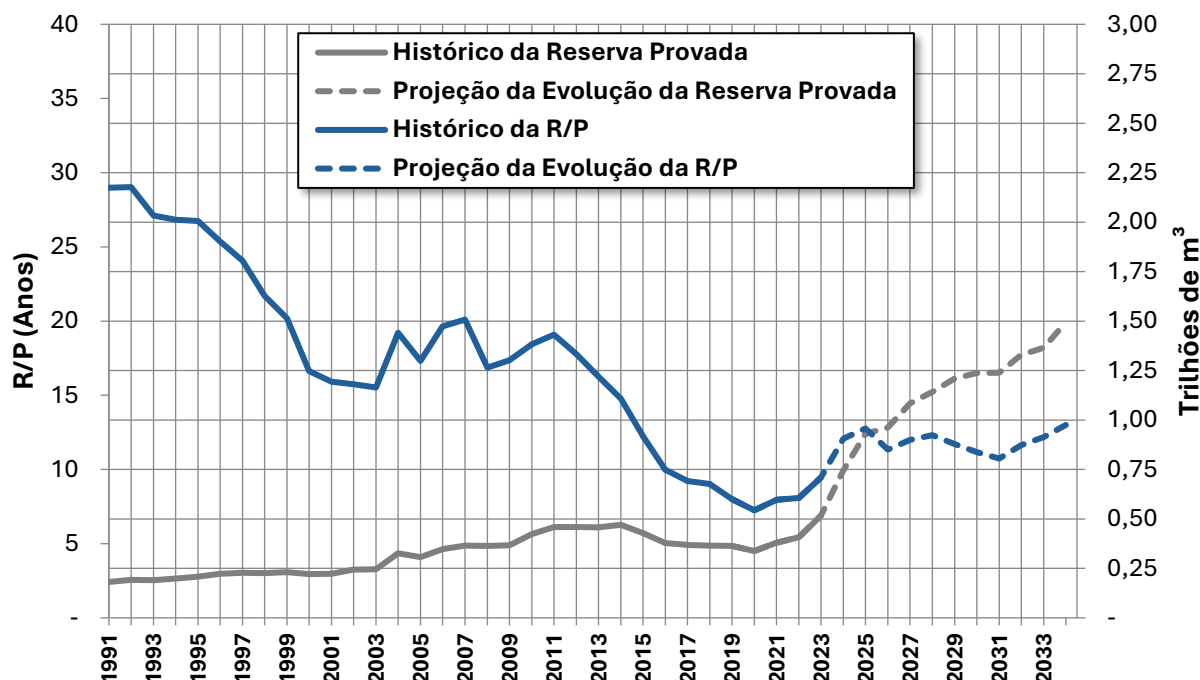
A estimativa apresentada assume como premissa que os volumes acrescidos à reserva estão associados aos projetos de desenvolvimento dos campos, que incluem a infraestrutura necessária para produção e escoamento do petróleo e gás natural.

Figura 5-16 – Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (histórico) e EPE (projeções)

Figura 5-17 – Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (histórico) e EPE (projeções).

5.6 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Baseado, principalmente, na curva de produção de petróleo e gás natural de referência deste PDE e em histórico recente de custos, estima-se que de 2025 até o ano de 2034 os investimentos para as atividades de E&P no Brasil se mantenham similares ao PDE anterior, ficando entre US\$ 451 bilhões e US\$ 477 bilhões. Estes números refletem uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a contribuição da Petrobras anunciada em seu Plano Estratégico para o período 2022-2026 para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal, assim como da expectativa gerada pela exploração da Margem Equatorial, desenvolvimento da produção em Águas Profundas de SEAL, além da manutenção Oferta Permanente, promovida pela ANP e dos avanços relacionados à abertura do Mercado de Gás Natural brasileiro.

Os investimentos em novas áreas exploratórias se fazem necessários frente ao uso do petróleo em diversas cadeias produtivas, somado à urgência para sustentar o fornecimento de energia em um cenário de crescimento populacional e aumento da demanda por energia resultante da melhora do nível de renda e padrão de consumo.

A transição energética no cenário global, incluindo o Brasil, e a relevância dos investimentos em E&P na economia brasileira, que gera receitas, empregos e desenvolvimento tecnológico, além de possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas do setor de óleo e gás brasileiro, podem motivar alterações que afetarão as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. Nesse sentido, a Tabela 5-3 apresenta novamente a previsão da produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada⁷⁰ agregada de petróleo e os excedentes de produção. Nota-se que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

Tabela 5-3 – Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PETRÓLEO											
milhões de barris diários											
Produção	3,60	4,22	4,74	4,76	4,82	5,16	5,26	5,14	4,84	4,60	4,43
Demanda estimada	2,53	2,58	2,58	2,59	2,62	2,64	2,67	2,69	2,72	2,74	2,77
Excedente	1,07	1,63	2,16	2,17	2,20	2,52	2,58	2,46	2,12	1,86	1,66

Fonte: Elaboração EPE (projeções).

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões da produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, se destaca a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEPs.

A previsão aqui apresentada inclui as plataformas consideradas programadas e as estimadas pela EPE. As UEPs programadas são os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos Estratégicos e demais divulgações das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste plano. Já as estimadas pela EPE são aquelas tidas como necessárias para a manutenção das previsões da produção de petróleo e gás natural, em conjunto com as programadas e as que já operam. As UEPs destinadas a testes de longa duração (TLD) não fazem parte desta estimativa devido ao seu caráter transitório de curto prazo com relação à vida útil dos campos.

Para o segundo semestre de 2024, está prevista a entrada em operação da plataforma Mero 3, o FPSO Marechal Duque de Caxias. Estima-se a entrada em operação de 28 UEPs no decênio (2025-2034), sendo 13 programadas⁷¹ e 15 estimadas. As programadas são Integrado Parque das

⁷⁰ A demanda estimada refere-se à estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, sem considerar restrições de logística e infraestrutura existentes. Como a capacidade nacional de refino não permite o pleno atendimento da demanda doméstica de derivados, o volume excedente efetivo de petróleo (produção menos a carga das refinarias, a ser apresentado no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo) será maior do que o aqui apresentado.

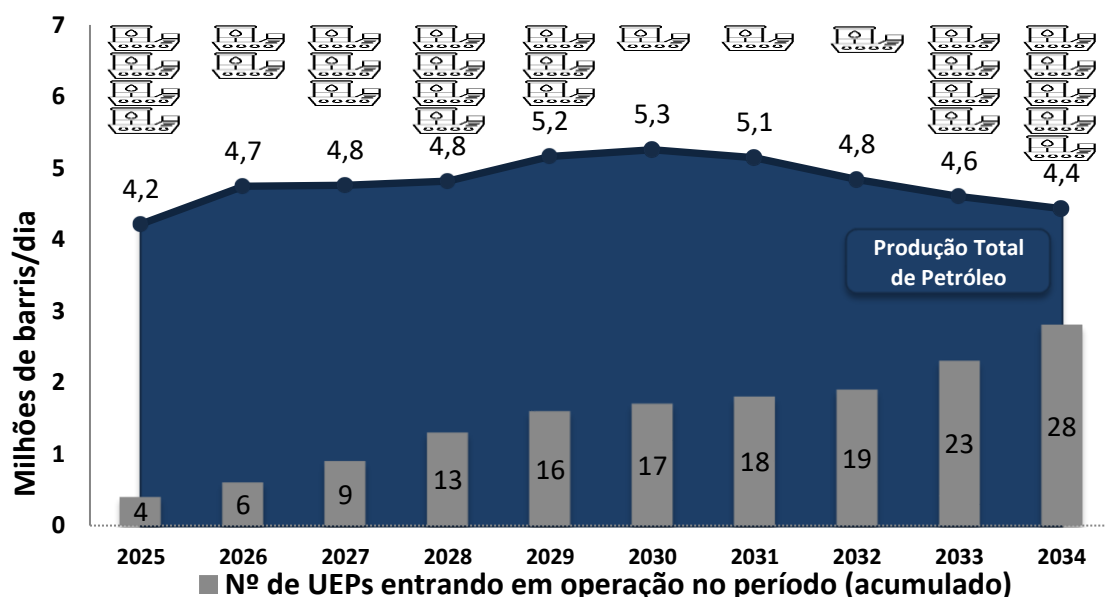
⁷¹ Os documentos utilizados como base para a elaboração do PDE 2034 são as últimas revisões daqueles enviados à ANP ou publicados nos sites das companhias de E&P, com data até 31 de dezembro de 2023. Segundo o Plano de Negócios da Petrobras 25-29, publicado em novembro de 2024, são previstas 20 novas UEP's, sendo 7 módulos de produção para Búzios, 2 módulos para Mero, 4 módulos de revitalização (Barracuda e Caratinga, Marlim Sul e Marlim Leste, Albacora e Tupi), 2 módulos para SEAP - Sergipe-Alagoas Águas Profundas, 1 módulo para Raia Manta e Raia Pintada, 1 módulo para Atapu, 1 módulo para Sépia e 2 módulos para o Espírito Santo (Entorno de Forno e Integrado Centro-Sul Parque das Baleias).

Baleias, Búzios 6, Búzios 7 e Mero 4 em 2025; Búzios 8 e Búzios 9 em 2026; Búzios 10, Búzios 11 e Revitalização de Albacora em 2027; Raia Manta e Raia Pintada, Revitalização de Barracuda e Caratinga, Sergipe Águas Profundas 1 e Sergipe Águas Profundas 2 em 2028.

Alguns projetos previstos no plano anterior foram impactados com o aumento dos preços das matérias-primas para as UEPs e precisaram ser reavaliados. Algumas declarações de comercialidade poderão apresentar revisões volumétricas ao longo do período.

Observa-se a diminuição na realocação de FPSO desmobilizadas para novos campos e o aumento do uso de subsea tie-back como solução para algumas áreas, com destaque para a Bacia de Campos. Na Bacia de Santos, nota-se o aumento da demanda por FPSO de grande porte, com capacidade de processamento de líquidos de 225 mil barris por dia, em sua maioria sem exportação de gás natural.

Figura 5-18 – Previsão de entrada em operação de novas UEPs



Fonte: Elaboração EPE (projeções).

5.7 Descarbonização do Setor e a Produção de Petróleo e Gás Natural

A descarbonização do setor energético é uma preocupação global e o Brasil não está alheio a essa realidade. Esta análise qualitativa examina os principais elementos que influenciam o planejamento estratégico do setor, com foco especial na exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, ressaltando a importância da descarbonização dessa indústria e da compreensão sobre os desafios e oportunidades inerentes a esse processo. Dessa forma, pretende-se estimular e orientar o debate sobre a transição para uma indústria com menor intensidade de carbono adaptada às exigências ambientais e viabilidades econômicas no horizonte decenal, considerando a perspectiva da produção brasileira de petróleo.

As recentes adesões de governos e empresas a iniciativas internacionais voltadas para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) reforçam o compromisso do setor com o tema. Durante a COP 28, por exemplo, foi assinada por mais de 50 empresas – incluindo a Petrobras – a Carta de Descarbonização do Petróleo e Gás com compromissos⁷² alinhados às melhores práticas para descarbonização (UNCC, 2023).

A estratégia de assumir compromissos de descarbonização é essencial para garantir a perenidade e a relevância da indústria de óleo e gás (O&G) em um futuro de emissões líquidas nulas – ou até negativas. Tendo como referência o cenário APS⁷³ da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla inglês), a demanda por petróleo ainda permitiria o desenvolvimento de novas áreas – desde que competitivas em termos de custos e emissões – e o declínio da produção nos campos existentes exigiria não só o desenvolvimento das áreas contratadas, mas também novas descobertas para equilibrar o mercado (IEA, 2023a). Sendo assim, a indústria de O&G será essencial para garantir o trilema energético (e.g. SHAH et al., 2021), isto é, o equilíbrio entre segurança, equidade e sustentabilidade.

No contexto brasileiro, onde a exploração e a produção de petróleo e gás natural desempenham um papel estratégico para a atração de recursos, investimentos e geração de emprego e renda, a atuação da indústria na transição energética pode oferecer benefícios significativos e equilibrar a descarbonização com a estabilidade econômica. Com uma intensidade média de carbono na produção de petróleo de 16,9 kgCO₂/boe, abaixo da média global (20,4 kgCO₂/boe)⁷⁴, o Brasil é identificado em cenários alinhados às metas climáticas como um dos países com maior resiliência na exploração de campos de petróleo e gás natural (BP, 2022; IEA, 2023b; IEA 2023c). A perspectiva de que o Brasil se mantenha como um importante produtor mundial nos próximos anos, depende da manutenção e ampliação da competitividade econômica e ambiental do petróleo nacional.

As empresas do setor petrolífero estão confrontadas não apenas com o imperativo de contribuir para a redução da temperatura global abaixo de 1,5°C, mas também com a necessidade de se adaptarem às transformações do mercado. Nesse sentido, há um direcionamento de esforços tanto para a diversificação – buscando tornar-se empresas de energia com ativos baseados também em fontes renováveis – quanto para a descarbonização, através da implementação de medidas de mitigação em suas operações.

Dentro do contexto de descarbonização das operações destaca-se a importância de medir, monitorar, reportar, verificar (MMRV) e mitigar as emissões de GEEs. Em 2022, as emissões provenientes da atividade de “exploração de petróleo e gás natural” alcançaram a marca de 22,6 MtCO₂e, representando 5% das emissões do setor energético e 1% do total de emissões do Brasil (SEEG, 2023). Somando ainda as subcategorias de “refino de petróleo” e “transporte de petróleo

⁷² (i) alcançar emissões líquidas nulas até 2050; (ii) eliminar a queima rotineira de GEEs até 2030 e; (iii) trabalhar rumo às melhores práticas da indústria na redução de emissões.

⁷³ *Announced Pledges Scenario*, da IEA. Assume que todos os compromissos públicos de descarbonização dos países serão cumpridos em sua totalidade e no horizonte de tempo anunciado, atingindo um aquecimento de 1,7°C (50% de confiança) até 2100 em comparação ao período pré-industrial.

⁷⁴ Dados de 2019.

e gás natural”, obtém-se 50,6 de MtCO₂e, representando 2,2% das emissões nacionais e 12,3% do setor energético. A maior parte dessas emissões tem origem na queima de combustíveis, responsável por 62% do total, seguida pela queima em tocha, ventilação e emissões fugitivas, que somam 14%, 8% e 15%, respectivamente.

Apesar dos esforços das empresas em contabilizar suas emissões e reportá-las à ANP, que consolida esses dados em seu Painel, ainda não existe um padrão unificado para a elaboração de inventários de GEE no setor. Além disso, a ausência de dados mais desagregados sobre o setor no Inventário Nacional brasileiro, dificulta a identificação e priorização das fontes, etapas da cadeia produtiva e atividades mais poluentes. Entretanto, mesmo diante desses desafios, o conhecimento atual permite a elaboração de estratégias para redução de emissões.

Dada a diversidade de medidas de mitigação existentes, a priorização depende de diversos fatores, específicos de cada projeto, como custo de implantação, características técnicas, potencial de mercado para o gás capturado, maturidade e disponibilidade da tecnologia e proximidade a uma fonte de eletricidade com baixo conteúdo de carbono. As medidas englobam, entre outras, tecnologias de: (i) inspeções de vazamentos; (ii) redução/eliminação da queima de rotina ou ordinária; (iii) eletrificação das operações e de equipamentos; (iv) instalação de dispositivos para recuperação ou queima de gás em processos rotineiros e emergenciais; e (v) ganho de eficiência operacional e outras, por exemplo a Captura, Armazenamento e Utilização de carbono (CCUS). A partir da análise do custo total e/ou marginal de abatimento e do desafio técnico de implantação, pode-se avaliar o nível de esforço para adoção de cada medida, que associado ao impacto previsto permite uma comparação inicial entre as diferentes opções.

Em especial, a tecnologia de CCUS utiliza expertise da indústria do petróleo, mas pode integrar outros setores industriais com foco na descarbonização de suas atividades. No Brasil, o interesse pela implementação da tecnologia de CCS/CCUS, vem crescendo e reflete uma tendência internacional da última década (IEA, 2023). Embora seja vista como uma via relevante para promover a remoção e a redução dos gases do efeito estufa (GEE), em excesso na atmosfera, ao mesmo tempo em que se assegure o acesso a uma energia de qualidade, democrática e ambientalmente justa, a alternativa do CCUS deve se somar a outras medidas mitigatórias para que sejam alcançadas as taxas necessárias de remoção dos GEE voltadas ao atendimento das metas firmadas pelo net zero até 2050, em acordos internacionais (GALE, 2004). A tecnologia ainda é de alto custo e com projetos de médio a longo prazo de maturação. Contudo, a expectativa é que essa tecnologia seja necessária para alcançar as metas que direcionam para cenários de zero emissões no futuro. As particularidades dessa tecnologia, principalmente no horizonte decenal, serão abordadas no Capítulo XI - Transição Energética.

Uma das medidas com grande potencial é a eletrificação das operações, condicionada à opção de geração adotada. A ligação direta ao grid depende da existência de um ponto de conexão próximo à instalação de produção. A IEA estima que essa distância é de 60 km, em média, no Brasil – a maior dentre os 20 países⁷⁵ analisados (IEA, 2023a). Uma alternativa é a autogeração

⁷⁵ Por demanda energética do E&P (decrescente): EUA, Rússia, China, Arabia Saudita, Canadá, Irã, Iraque, EAU, Brasil, Kuwait, Indonésia, Índia, Qatar, Austrália, Argélia, Cazaquistão, Noruega, Nigéria, Omã, Líbia.

por fonte renovável, que tem como barreira o menor potencial para geração eólica e solar nas atuais áreas de maior produção de O&G no Brasil, também segundo a IEA. Cabe destacar que as unidades produtivas na porção nordeste são particularmente atrativas para integração com eólicas offshore. Outra opção seria buscar a máxima eletrificação da plataforma por meio de geração térmica a gás natural, a partir do gás recuperado (all electric). É uma alternativa eficiente para plataformas de médio ou grande porte, mas que exige altos investimentos e envolve desafios de integração entre os equipamentos e a rede própria.

Independentemente do modelo de suprimento, a eletrificação não substitui integralmente o uso de combustíveis fósseis, especialmente em atividades que demandam a grande quantidade de calor. A estimativa de redução é de até 50% das emissões de GEEs associadas ao consumo de energia no E&P, sendo até 20% no modelo all electric (IEA, 2023a). Devido às limitações apresentadas e às barreiras técnicas de suprimento, pode-se considerar que a eletrificação, apesar de apresentar um dos maiores potenciais de abatimento, é também uma das medidas mais desafiadoras.

Nos ambientes onde a eletrificação seja considerada inviável financeira e/ou tecnicamente, pode-se avaliar a substituição de turbinas a gás natural de ciclo aberto por ciclo combinado, aumentando a eficiência energética. A medida pode reduzir em até 30% o consumo de gás próprio, que atualmente representa cerca de 35% do total produzido no Brasil (IEA, 2023a; ANP, 2023; MME, 2024b).

Existem ainda as alternativas de eliminação ou redução da queima de rotina, seja com reinjeção do gás natural ou captação e reaproveitamento para monetização e/ou geração de eletricidade. As ações para redução das queimas em flare avançaram recentemente no Brasil, reduzindo o índice de queima de 3,6% em 2019 para 2,5% em 2023 (MME, 2024b). Dessa forma, a margem para abatimento de emissões a partir da redução da queima de rotina diminuiu no País. Ainda assim, em um cenário em que medidas para redução no consumo de gás natural próprio sejam adotadas a fim de melhorar eficiência e reduzir emissões, pode-se aumentar a disponibilidade de gás natural e reforçar a importância de iniciativas para a diminuição da queima além dos limites estabelecidos pela regulação.

Na etapa de processamento do gás natural, os programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR em inglês⁷⁶) podem alcançar uma redução de até 85% nas emissões fugitivas de metano dos equipamentos nas UPGNs⁷⁷ (IEA, 2023d). A medida pode ser aplicada em diferentes frequências, que vão representar um adicional tanto em volume de metano abatido quanto em custo. Como o gás capturado tem valor de mercado e pode ser reaproveitado, o projeto tem potencial para representar um custo líquido negativo com retorno financeiro em até 1 ano.

Cabe destacar que existe uma gama de medidas disponíveis com viabilidade técnica de adoção em escala e que devem ser avaliadas em conjunto para cada projeto com suas particularidades. De acordo com as características próprias de cada sítio e configuração física das instalações, duas ou mais medidas podem ser adotadas simultaneamente, visando a maior mitigação

⁷⁶ Leak Detection and Repair Program.

⁷⁷ Unidades de Processamento de Gás Natural.

possível associada ao menor custo líquido do projeto. Nesse contexto, a IEA estima que 74% das emissões de metano da indústria de óleo e gás brasileira podem ser evitadas a partir da adoção de medidas viáveis no atual contexto de mercado, sendo 71% com custo líquido zero ou negativo (IEA, 2024). Políticas para redução da queima de rotina somadas à implantação de programas LDAR podem abater cerca de 50% do total mapeado pela Agência.

Apesar dos desafios que a indústria brasileira de óleo e gás enfrenta pela ausência de uma metodologia unificada de reporte de emissões, existem medidas de abatimento viáveis que podem ser adotadas com o objetivo de reduzir a intensidade de emissões sem perder competitividade econômica. Nesse sentido, uma transição gradual no setor não apenas mantém uma fonte vital de receita para o País, crucial para financiar serviços públicos e garantir o bem-estar dos cidadãos, mas também preserva empregos e promove a requalificação dos trabalhadores para atender às demandas do mercado de energia em evolução.

Além disso, a transição gradual contribui para a segurança energética do Brasil, reduzindo a vulnerabilidade a choques econômicos e promovendo estabilidade na balança comercial e na taxa de câmbio. Por fim, a indústria petrolífera como um segmento de inovação e de investimentos em descarbonização do setor de energia abre espaço para ampliar a viabilidade de tecnologias alternativas, alinhando as exigências ambientais e econômicas.

As previsões da produção mostram que o petróleo e o gás natural mantêm participação importante na matriz energética prevista para o decênio. O Box 5.3 apresenta uma análise sobre o papel dos hidrocarbonetos na transição energética brasileira.

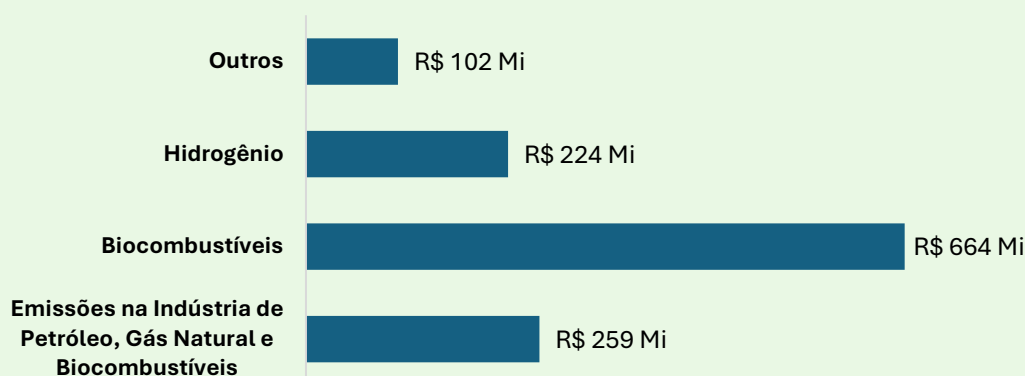
Box 5.3**Papel do Óleo e Gás na Transição Energética Brasileira**

A indústria de óleo e gás natural é um pilar estratégico para a economia brasileira. Sua contribuição para a segurança energética e o desenvolvimento econômico é inegável, com investimentos que geram empregos e impulsionam o crescimento econômico do país. Estima-se que o setor represente 17% do PIB industrial do Brasil, e os investimentos previstos em petróleo e gás, que alcançam a cifra de R\$ 360 bilhões segundo o Novo PAC, são um testemunho da sua importância. A produção nacional de petróleo e gás natural está projetada para atingir aproximadamente 6,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia até 2034, criando centenas de milhares de empregos no segmento de upstream, e gerando mais de US\$ 600 bilhões em receitas para os cofres públicos (MME, 2024a). O segmento de óleo e gás tem impactos relevantes na arrecadação fiscal e balança comercial brasileira, de forma que debates acerca da interrupção de investimentos em E&P devem ser acompanhadas de reflexão sobre os efeitos da redução dos investimentos de longo prazo não apenas no que se refere à segurança do abastecimento nacional, mas também em relação a seus impactos sobre a economia do país.

Alcançar emissões líquidas zero requer uma transformação completa de como alimentamos nossas vidas diárias e a economia global. Esse esforço requer elevados investimentos não apenas em tecnologias de substituição de combustíveis, mas também de eficiência energética, e redução de emissões, incluindo tecnologias de emissão negativa.

O setor de óleo e gás desempenha papel crucial no financiamento da transição energética no Brasil, sendo o principal financiador de pesquisas em energia no País, com mais de 1 bilhão de reais aplicados a temas da transição energética, conforme visto na Figura 5-19 a seguir.

Figura 5-19 - Recursos Cláusula PD&I em Temas da Transição Energética

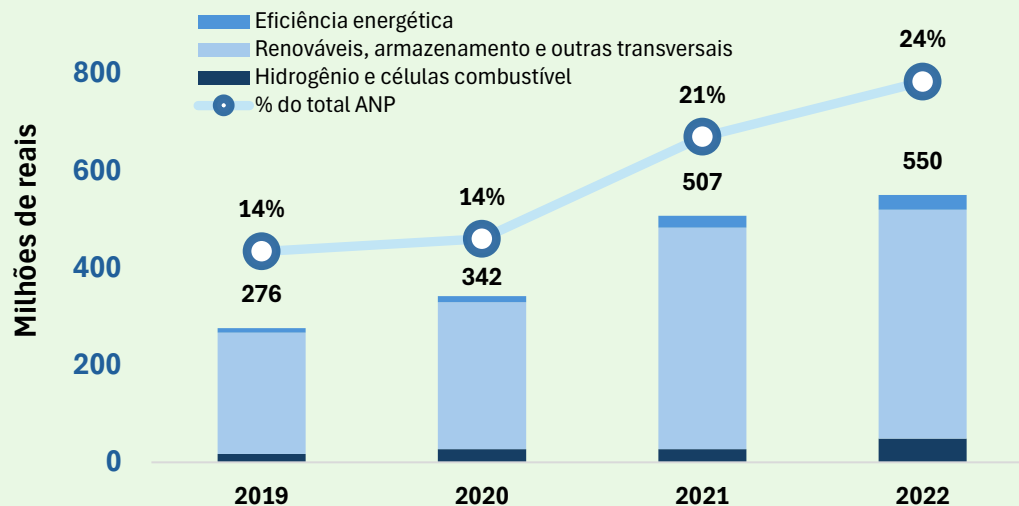


Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados ANP

Os dados do PD&I regulados pela ANP sugerem que nos últimos anos houve diversificação de projetos, com investimentos em tecnologias alinhadas à transição energética. Em 2022, quase 1/4 dos recursos regulados destinaram-se às tecnologias não ligadas aos fósseis, como mostra Figura 5-20.

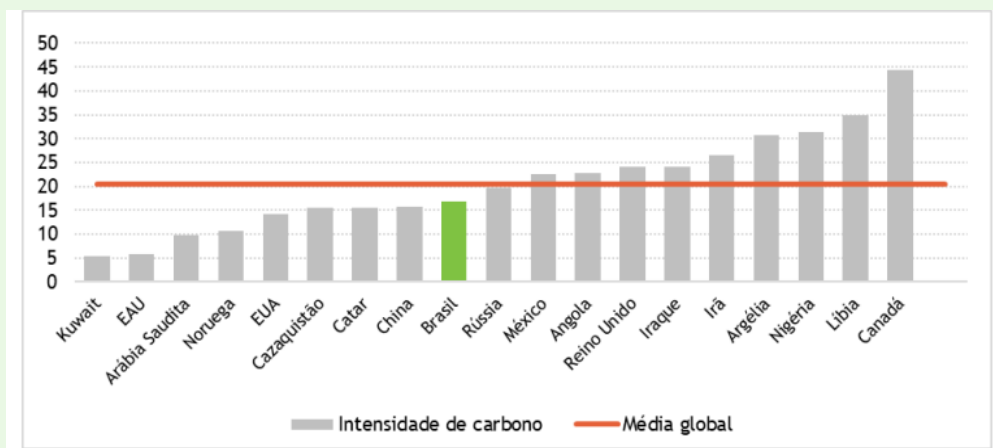
Box 5.3**Papel do Óleo e Gás na Transição Energética Brasileira**

Figura 5-20 - Destinação de Recursos regulados PD&I da ANP



Fonte: Factsheet INOVAe EPE 2023

Por fim, em um contexto da transição energética, o Brasil se destaca por seu perfil diferenciado de emissões de Gases de Efeito Estufa. No que tange à Intensidade de Carbono, as emissões (relativamente baixas ou moderadas) da produção de petróleo brasileira, comparada à de outros países na Figura 5-21 seguir, posicionam a indústria de óleo e gás como um ator importante neste processo.

Figura 5-21 - Taxa de Intensidade de Carbono (IC) na produção de petróleo por país – (em kg CO₂ eq/boe)

Fonte: IBP apud BP (2022)

Além de fornecer segurança energética, o setor de óleo e gás traz expertise, financiabilidade e estabilidade para a transição energética. Mesmo com o avanço global em direção à descarbonização, ele ainda será uma parte essencial da matriz energética. A indústria de óleo e gás é, portanto, um protagonista fundamental na jornada do Brasil rumo a uma matriz mais sustentável e diversificada, atuando como uma ponte entre o presente e um futuro energético mais descarbonizado e sustentável.

Pontos Principais do Capítulo

- Espera-se que a produção de petróleo atinja 4,4 milhões de barris por dia (b/dia) em 2034, aproximadamente 47% superior ao valor registrado em 2023.
- A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2029. A Cessão Onerosa somada aos volumes excedentes são responsáveis por cerca de 44% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2034. A produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,0 milhões de b/dia.
- A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal da Bacia de Santos e pelas descobertas em águas profundas e ultraprofundas nas bacias Potiguar, Espírito Santo-Mucuri e Campos, para as quais se estima a produção de 99% do total dos recursos contingentes no fim do período.
- As maiores contribuições para a produção total, no final do decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 79% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 15%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.
- Com relação à densidade do petróleo, é estimado que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano.
- A partir de 2029, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca de 3% da produção nacional em 2034.
- A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 92% do total previsto para 2034, com produção muito significativa das acumulações no pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Campos, Parnaíba, Santos, Solimões e Sergipe-Alagoas (SEAL).

Pontos Principais do Capítulo

- Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 71% da produção brasileira total de petróleo e 75% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento até 2031, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa somada aos volumes excedentes, Mero e novas descobertas, seguida de suave declínio ao longo do período. No fim do decênio, o pré-sal responderá por uma parcela de cerca de 76% da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 12%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 12%.
- Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais seis UEP previstas no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 1,7 milhão de barris por dia em 2029 e 1,1 milhão de barris por dia em 2034.
- A Cessão Onerosa somada aos volumes excedentes responderá por cerca de 38% do total da produção de petróleo em 2034. Já os contratos de partilha de produção participam com 14% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 45% da produção nacional no fim do decênio.
- Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 447 bilhões e US\$ 451 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, que pode ser revisada em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.
- Para suportar as referidas previsões da produção deste plano, estima-se a entrada em operação de 28 novas UEP entre 2025 e 2034.
- Observa-se um investimento na modernização dos equipamentos de E&P, principalmente nas UEP focando na digitalização e redução de emissões nas operações.

6 Abastecimento de Derivados de Petróleo

Este capítulo analisa as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo no próximo decênio, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional.

Inicialmente, a seção 6.1 avalia as perspectivas para os preços internacionais de petróleo e derivados, discutindo a conjuntura atual da indústria de óleo & gás à luz dos impactos de conflitos geopolíticos, de acordos de produção de países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e de seus aliados, e do ritmo de recuperação econômica global, assim como os efeitos da transição energética e de políticas de mudanças climáticas no médio e no longo prazo.

A partir dessa contextualização, a seção 6.2 discute a evolução do abastecimento de derivados de petróleo no Brasil no horizonte decenal, incluindo análises sobre o processamento de petróleo nas refinarias nacionais e a produção doméstica de seus derivados. Avaliam-se, também, a evolução da especificação de combustíveis, os investimentos previstos no refino nacional, as perspectivas de importação e exportação de petróleo e derivados, e o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

O capítulo VI é finalizado com a seção 6.3, que avalia as perspectivas para a infraestrutura nacional de transporte de derivados de petróleo, analisando as movimentações inter-regionais, importações e exportações dos principais combustíveis, os impactos desses fluxos logísticos sobre os dutos existentes, além de elencar os principais investimentos em infraestrutura logística primária nos próximos anos.

6.1 Preços internacionais de petróleo e derivados

A elaboração de projeções de longo prazo para os preços internacionais do petróleo e de seus derivados apresenta complexidade técnica em virtude da natureza intrinsecamente volátil e incerta do mercado global de petróleo. A multiplicidade de variáveis intervenientes neste cenário, tais como as intercorrências geopolíticas, as oscilações na dinâmica de oferta e demanda, os progressos tecnológicos nos processos de extração e refino, a evolução contínua das políticas ambientais em escala mundial alinhadas a uma progressiva transição energética (influenciada pela segurança do abastecimento em consonância com as dimensões socioeconômica e ambiental), a presença de elementos especulativos no mercado financeiro, bem como a ocorrência de eventos imprevisíveis de grande magnitude – a exemplo de pandemias ou catástrofes naturais, contribui para um panorama de elevada imprevisibilidade. Devido a este intrincado conjunto de fatores, as projeções neste campo frequentemente se caracterizam por um elevado grau de incerteza e estão sujeitas a revisões constantes à medida que novas informações e tendências emergem no cenário global.

O mercado internacional de petróleo tem sido sujeito a uma série de agitações geopolíticas significativas nos últimos anos⁷⁸. Adicionalmente, alguns dos maiores produtores de petróleo do mundo, como Irã, Venezuela e Rússia, têm sido alvo de diversas formas de sanções e embargos, sendo que, no caso russo, houve também a imposição de tetos de preço sobre suas exportações de petróleo bruto e derivados. Apesar da expectativa de um aumento da volatilidade e de prêmios de risco significativos no mercado de petróleo em função desse cenário de choques geopolíticos, essa perspectiva não se concretizou⁷⁹. Atualmente, o patamar de preços internacionais do petróleo Brent se encontra abaixo daqueles verificados em 2022 (quando registrou média anual de US\$ 100,93/b, em valores nominais), mas cerca de 30% acima de 2019, no pré-Covid (quando a média anual foi de US\$ 64,30/b, em valores nominais) (EIA, 2024a).

Durante a maior parte do ano de 2023 e no início de 2024 o Brent foi negociado em uma estreita faixa entre US\$75/b e US\$85/b (EIA, 2024a). Embora Rússia, Irã e Venezuela tenham sido alvos de sanções, a produção desses países tem demonstrado relativa resiliência. Paralelamente, a Opep tem ajustado sua oferta de forma a contrabalançar os diversos choques, evitando assim desequilíbrios mais acentuados no mercado de petróleo, contribuindo, dessa forma, para a manutenção de uma relativa estabilidade nos preços.

Apesar dessa relativa estabilidade, o setor petrolífero passou por transformações significativas nos fluxos comerciais de petróleo e seus derivados⁸⁰, gerando mercados mais segmentados e alongando as rotas comerciais e as cadeias de abastecimento. Por conseguinte, essa situação levou ao aumento nos custos e na complexidade logística. Particularmente sobre a Rússia, a partir de 2024, o país passou a direcionar suas exportações de petróleo bruto para a Índia (48%), China (34%) e Turquia (11%), desviando cargas anteriormente direcionadas ao mercado europeu e, ainda, sob intensificação na aplicação de sanções pelos Estados Unidos (EUA) e seus aliados⁸¹. Relevante, ainda, destacar transformações no sistema de precificação do petróleo bruto, com maior influência da cotação West Texas Intermediate (WTI) Midland na cesta Brent, amplificada com os volumes recordes de petróleo estadunidense exportados em 2023/2024.

As exportações de petróleo dos países-membros da Opep, que representam cerca de 60% do total comercializado internacionalmente, configuram um *market share* relevante para influenciar

⁷⁸ Dos quais, destacam-se o conflito militar entre Rússia e Ucrânia, a ofensiva de Israel na Faixa de Gaza, os ataques perpetrados pelos Houthis no Mar Vermelho, além da longa guerra civil na Líbia.

⁷⁹ No que concerne ao contexto recente de preços internacionais, houve elevação nos patamares de preços internacionais de petróleo em 2021 em decorrência do acordo de cotas da Opep+, da gradual recuperação econômica pós-pandemia, de desequilíbrios entre oferta e demanda de petróleo e da saturação da capacidade mundial de refino. Em 2022, o conflito na Ucrânia e as sanções impostas à Rússia provocaram mais distúrbios e riscos geopolíticos, conduzindo os preços de petróleo e seus derivados a novos recordes. Adicionalmente, a China encerrou sua política de Covid zero, elevando sua demanda por energia.

⁸⁰ As importações marítimas de petróleo bruto russo diminuíram, enquanto a participação do Oriente Médio, EUA e Brasil quase dobrou, chegando a 28% no primeiro semestre de 2024. Adicionalmente, a União Europeia aumentou sua participação de petróleo bruto proveniente do Mar do Norte, de 12% em 2019 para 18% em 2024 (Energy Institute, 2024).

⁸¹ Apesar de ter redirecionado suas exportações de petróleo para mercados emergentes, a dependência de um grupo menor de compradores limita o poder da Rússia sobre a precificação e impacta suas condições financeiras e relações geopolíticas, além de intensificar a competição entre outros exportadores de petróleo para a Ásia (como Irã e Venezuela), afetando estratégias de preços (Fattouh e Economou, 2024).

os preços internacionais do petróleo. Em agosto de 2024, a Opep+ anunciou a prorrogação de cortes voluntários adicionais de 2,2 milhões de barris por dia (b/d) – originalmente anunciados em novembro de 2023 – até o final de setembro de 2024, com reversão gradual até o final do terceiro trimestre de 2025⁸² (OPEC, 2023a; OPEC 2024a). Esses volumes se somam aos demais cortes voluntários anunciados pela Opep+ em outubro de 2022 e em abril de 2023, que totalizam 3,7 milhões b/d e que serão mantidos até o fim de 2025 (OPEC, 2022; OPEC, 2023b; OPEC, 2024a). Estas medidas refletem uma política proativa e prospectiva, voltada para ajustar a produção e, consequentemente, estabilizar os ciclos de preços, a despeito a ocorrência de eventuais relutâncias e divergências entre os países-membros da Organização em aderir às metas de produção estabelecidas (Hickin, 2024).

Condicionantes técnicos e geopolíticos tendem a influenciar a produtividade dos membros da Opep+, como no caso da Rússia, afetada por sanções e pelo conflito com a Ucrânia; da Venezuela, sob sanções e em tensões com a Guiana; do Irã, que enfrenta sanções e a ampliação do conflito regional com Israel; da Líbia, envolvida em conflitos internos; do Sudão e Sudão do Sul, ambos em conflito interno; do Azerbaijão, em conflito com a Armênia; e da Nigéria, que enfrenta conflitos internos, perdas em oleodutos e subinvestimento.

A produção de países não-Opep ocorre predominantemente em áreas de fronteiras (águas profundas *offshore* e fontes não convencionais, como *tight oil*, *shale oil* e areias betuminosas), caracterizadas por custos de desenvolvimento e produção relativamente altos em comparação aos recursos convencionais de petróleo, que têm custos mais baixos (predominantes na Opep) (Nysveen e Busby, 2024). Produtores, como EUA⁸³, Brasil, Canadá e Guiana, foram incentivados a aumentar a produção devido aos altos preços do petróleo, reduzindo a participação de mercado da Opep+. Atuais processos de fusões e aquisições entre grandes *players* podem impulsionar o investimento em novas áreas de *tight/shale oil* (OPEC, 2024b).

Entre os principais condicionantes da demanda global de petróleo a médio e a longo prazo estão o crescimento econômico e as tendências populacionais⁸⁴, com capacidade de exercer pressão ascendente sobre a demanda. As atividades de transporte (de cargas e de passageiros), assim como processos industriais e de manufatura são importantes demandantes por requererem grandes quantidades de derivados de petróleo, sendo diretamente influenciadas pelas condições econômicas. Ademais, expectativas de aumento nos preços futuros incentivam a manutenção de estoques, o que, por sua vez, reduz o fornecimento disponível atual e tende a

⁸² A Opep indicou, ainda, que a reversão gradual dos cortes voluntários adicionais de 2,2 milhões b/d até setembro de 2025 pode ser interrompida ou revertida a depender das condições do mercado internacional (Opep, 2024a).

⁸³ Há divergência sobre a persistência nos ganhos de produtividade do *tight oil* estadunidense, como a capacidade de aumentar a produção sem mais sondas, assim como o foco para maximizar retornos para os acionistas. No caso de uma regressão no crescimento do *tight oil* estadunidense na oferta mundial de petróleo, a estrutura do mercado e a política da Opep poderá ser impactada. No contexto econômico, o atual ambiente de altas taxas de juros aumenta o custo de capital, em um momento em que as políticas de disciplina de capital e o ativismo dos acionistas já estão limitando o investimento em E&P.

⁸⁴ A Wood Mackenzie estima um crescimento global médio do PIB em 2,2% a.a. entre 2024 e 2050 (com Índia e China respondendo por 43%, enquanto Europa e América do Norte com 30% neste período), e apresenta estimativa populacional de 9,7 bilhões em 2050, impulsionada pelo crescimento da África (Gelder e Hittle, 2024).

e elevar os patamares de preços no curto prazo. No entanto, a intensificação dos esforços para a descarbonização contribui para contrabalançar essa tendência ascendente.

Nas perspectivas de demanda global por petróleo, há relativa divergência na magnitude das projeções de diversos agentes de mercados e instituições governamentais e de pesquisa (Lawler, Adomaitis e Verma, 2024; Grover, 2024; EIA, 2024b), ainda que se verifique, no médio prazo, a tendência de crescimento da demanda⁸⁵. No curto prazo, a evolução da demanda por petróleo apresenta incertezas, particularmente no que se refere à China (crescimento moderado, com baixo desempenho no setor de manufatura e mercado imobiliário) (Howe e Yap, 2024). A maior parte do crescimento da demanda global deverá provir de países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), liderados pela Índia e China, além de outras nações da região Indo-Pacífico.

Economias emergentes, como Brasil e Rússia, podem superar as expectativas devido à melhoria da demanda interna e à expansão das atividades comerciais⁸⁶. O crescimento da China também pode se beneficiar de exportações sustentadas e fortes e de possíveis iniciativas governamentais visando impulsionar a atividade econômica doméstica. As economias da OCDE, esperadas para se recuperarem a partir de 2025, podem experimentar uma aceleração mais forte do que o previsto, impulsionadas não apenas por seus setores de serviços robustos, mas também por uma recuperação na produção industrial e eventual redução das taxas de juros pelos Bancos Centrais, condicionada pela suavização dos níveis de inflação e pela presença de políticas monetárias mais flexíveis (KAPSARC, 2024).

Deve-se, adicionalmente, considerar a demanda por combustível de embarcações (*bunker*), impulsionada por potenciais interrupções no Mar Vermelho e rotas de navegação mais longas para os navios-tanque. Nesse contexto, a relevância da Índia nos mercados globais de petróleo tende a aumentar substancialmente ao longo da próxima década, impulsionada pelo forte crescimento econômico e demográfico. Estes fatores suportarão a demanda por produtos petroquímicos. Para mais, a forte mobilidade e viagens aéreas no Hemisfério Norte durante a temporada de férias de verão, além de melhorias esperadas nas atividades de manufatura e petroquímica, devem impulsionar a demanda por derivados. Da mesma forma, a adição de capacidade petroquímica nos países não pertencentes à OCDE – principalmente na China e no Oriente Médio – deve contribuir para o crescimento da demanda de petróleo.

Em setores mais difíceis de descarbonizar (*hard-to-abate*), rotas alternativas aos combustíveis fósseis, assim como padrões mandatórios para os combustíveis, contribuem para a diversificação da matriz energética de transportes mundial, em especial no setor de aviação e marítimo. O momento e a escala do pico global na demanda de petróleo e a consequente redução da demanda estão intrinsecamente ligados à trajetória das vendas de veículos elétricos

⁸⁵ A Opep recentemente reiterou sua previsão de crescimento da demanda de petróleo de 2,3 milhões b/d durante 2024 (OPEC, 2024b). Em contraste, a Agência Internacional de Energia (IEA) estima um crescimento de apenas 1,1 milhão b/d em 2024 (Fattouh e Economou, 2024).

⁸⁶ Em países de renda média, geralmente, o crescimento econômico é mais intensivo em carbono do que nos países de alta renda, além de estarem atrasados em eficiência energética e adoção de tecnologias de baixo carbono, necessitando relativamente de mais investimentos para descarbonizar (e reduzir a intensidade energética de suas economias) do que as nações mais ricas (World Bank, 2024).

(EV). A despeito do aumento global nas vendas de veículos elétricos leves de passageiros, alguns mercados estão experimentando uma desaceleração significativa, com montadoras adiando suas metas para EVs (IEA, 2024a).

A conjuntura do mercado internacional de petróleo fundamentou as projeções de trajetórias de preços internacionais elaboradas pela EPE, para suporte ao planejamento energético nacional. A trajetória de referência deste ciclo do PDE projeta um cenário de relativa estabilidade no curto prazo para os preços do petróleo Brent, devido ao equilíbrio entre a oferta e a demanda mundial de petróleo e entre os fatores de pressão de alta e baixa.

Em termos de oferta, considera-se a continuidade da regulação do mercado internacional de óleo pela Opep+. Os países integrantes do grupo têm interesses díspares, mas todos são afetados pelas consequências de preços de petróleo excessivamente baixos ou elevados, o que gera uma predisposição para manterem uma certa conformidade em relação à política de cortes acordada pelo grupo.

Embora os preços do petróleo bruto tenham caído no início do segundo semestre de 2024 (diante de uma desaceleração da demanda com manutenção de um patamar relativamente elevado de taxa de juros e pressão inflacionária), projeta-se uma recuperação ao final do ano, em função da queda nos estoques globais de petróleo, parcialmente decorrentes de cortes contínuos da produção da Opep+ (com gradual reversão a partir de 2025). Há um relativo risco de que o agravamento de conflitos militares e riscos geopolíticos que possam restringir, momentaneamente, a oferta de petróleo, notadamente pela interrupção de fluxos logísticos. Para o curto-médio prazo, considera-se uma oferta de petróleo resiliente, impulsionado pela produção fora da Opep+, além da considerável capacidade ociosa de países-membros da Opep (especialmente Arábia Saudita) prontamente disponível para rebalancear o mercado. Nos países da OCDE, estoques alinhados com a média sazonal de longo prazo, contribuindo para mitigação de volatilidades abruptas no balanço de petróleo e derivados.

No horizonte temporal do médio-longo prazo, a demanda global por petróleo deverá se expandir, ainda que com crescimento decrescente, impulsionada principalmente pelo desenvolvimento econômico, aumento da renda *per capita* e intensificação da urbanização em países da Ásia, África e América Latina. A modernização dessas economias emergentes, com a consequente melhoria dos padrões de vida e ampliação do acesso a bens e serviços, irá gerar uma pressão ascendente sobre os requerimentos energéticos, especialmente no que se refere aos combustíveis derivados do petróleo, dado seu papel central na matriz energética desses países.

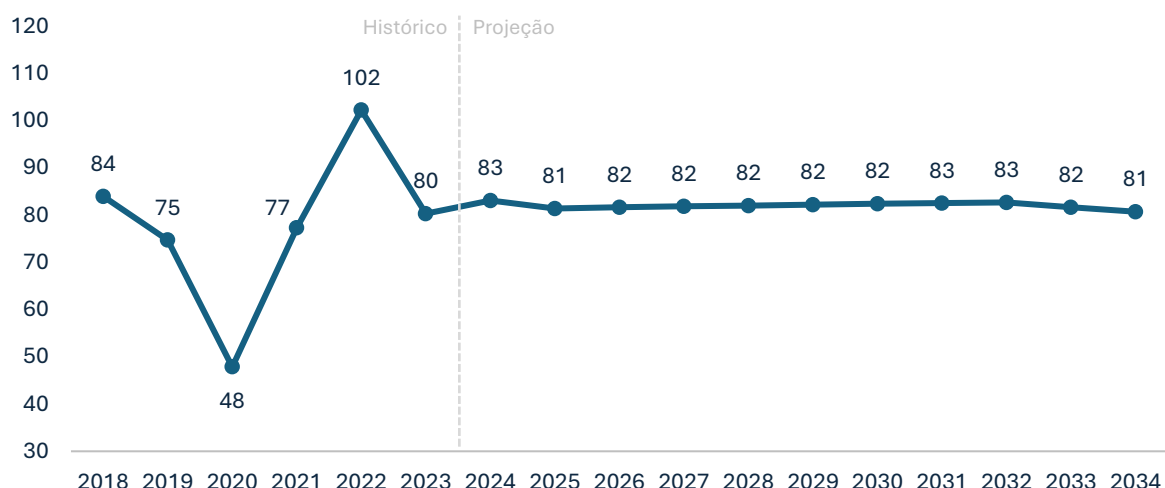
Riscos geopolíticos permanecem onipresentes, à medida que a China e o Ocidente se distanciam, com um eixo China/Rússia/Oriente Médio em processo de desenvolvimento. Impacto no fornecimento de energia e nos fluxos comerciais.

Ao final do decênio em análise, projeta-se um processo de destruição de demanda, sobretudo de gasolina, a partir de eletrificação/hibridização de automóveis na Europa, China e EUA e de motocicletas e triciclos no Sudeste Asiático. A demanda por gasolina inicia processo de estagnação e reduz-se lentamente, sendo majoritariamente pressionada pelo aumento na frota de veículos elétricos e híbridos mais eficientes. Metas de descarbonização direcionarão investimentos em outras fontes renováveis e tecnologias, impactando a indústria petrolífera, a qual, sendo capital intensiva, necessitará arcar com custos maiores na captação de

investimentos, especialmente no segmento de E&P. Por fim, considera-se a premissa de manutenção do fluxo de receita para países exportadores e de patamares de preços médios de *breakeven* fiscal.

Com base nas premissas expostas, a Figura 6-1 exibe as projeções para a trajetória do preço *spot* do petróleo Brent no período decenal.

Figura 6-1 – Preço spot do petróleo Brent (US\$ dez2022/b)



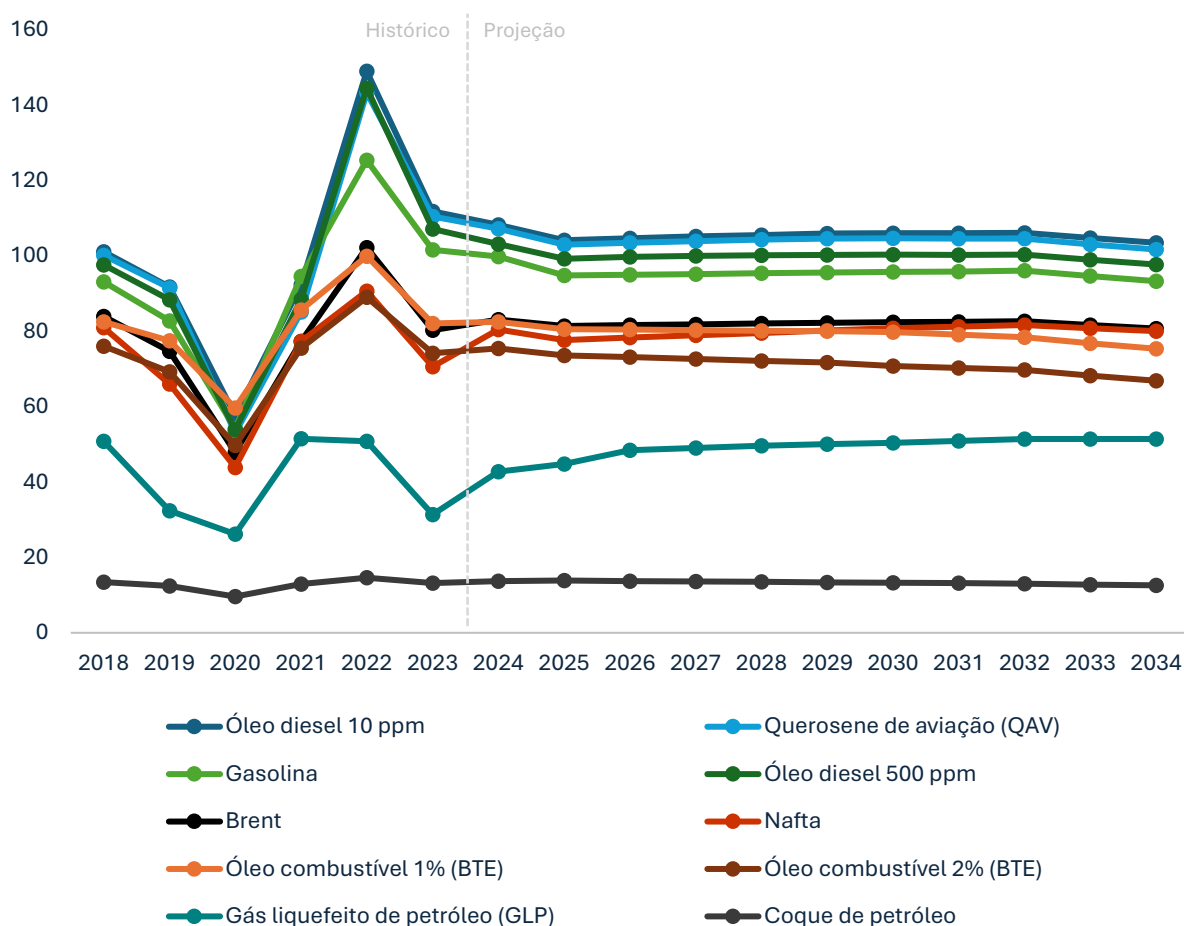
Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EIA, 2024a (histórico).

Os preços internacionais de derivados de petróleo, em grande medida, acompanham as variações dos preços de óleos marcadores, como o petróleo Brent. A metodologia de projeção dos preços de derivados baseia-se em procedimentos econométricos, seguidos de ajustes temporais sobre o resultado parcial da econometria, de modo a refletir os impactos conjunturais e as perspectivas do mercado para cada tipo de combustível e região.

Para a elaboração das projeções de preços de derivados no mercado internacional, utiliza-se como parâmetro as cotações no Golfo do México (United States Gulf Coast - USGC), um dos principais centros de refino do mundo. As cotações no USGC são referência mundial, especialmente para o Brasil, dado que parcela significativa de suas importações de derivados de petróleo é proveniente dos EUA⁸⁷.

A Figura 6-2 apresenta as projeções de preços internacionais dos principais derivados de petróleo para o período decenal.

⁸⁷ Historicamente os EUA dominam as exportações de derivados na bacia do Atlântico, atendendo a mais de 50% das importações de derivados líquidos brasileiras entre 2020 e 2022. Recentemente, com a dificuldade de exportar derivados para a Europa, a Rússia buscou novos mercados, ganhando boa parte do comércio externo brasileiro, enquanto os EUA passaram a exportar mais para a Europa. Nos seis primeiros meses de 2024, 48% das importações brasileiras de derivados de petróleo vieram da Rússia, enquanto somente 18% dos EUA. A participação russa nas importações de diesel foi de 72%. Apesar disso, o preço da bacia do Atlântico ainda é determinado pelos preços de venda nos EUA (MDIC, 2024).

Figura 6-2 – Preços internacionais dos principais derivados de petróleo (US\$ dez2022/b)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EIA, 2024a e OPEC, 2024b (histórico).

Nota: Consideram-se como referência as seguintes cotações internacionais: Ultra-low sulfur diesel spot FOB U.S. Gulf Coast; Jet fuel spot FOB U.S. Gulf Coast; Gasoline regular spot FOB U.S. Gulf Coast; Naphtha spot FOB Rotterdam; Propane spot FOB Mont Belvieu; Fuel oil 1% e Fuel oil 3% spot FOB U.S. Gulf Coast.

Para as projeções de preços de óleo diesel, considerou-se a maior resiliência da demanda energética do setor de transporte de cargas no curto prazo, além da adoção de políticas ambientais mais restritivas no transporte marítimo⁸⁸. O óleo diesel é um dos principais insumos da economia mundial, com utilização intensiva em indústrias e no transporte de cargas. Além disso, destaca-se que a demanda de diesel deverá ser alavancada pela transição energética, sendo necessário para a produção de minerais, mas também para a construção da infraestrutura

⁸⁸ Desde 1º de janeiro de 2020, encontram-se em vigor normas mais restritivas para combustíveis marítimos (estabelecidas pela International Maritime Organization - IMO 2020), que determinaram a redução do limite máximo do teor de enxofre nesses produtos de 3,5% em massa (m/m) para 0,5% m/m. Isso ocasionou, em parte, uma maior utilização de diluente no *bunker* marítimo. Destilados médios, utilizados para a produção de óleo diesel, podem ser utilizados como diluentes do *bunker*, a fim de reduzir o teor de enxofre médio do combustível.

necessária para a transição. Assim, o aumento da demanda global por óleo diesel deverá manter o prêmio desse combustível em patamares elevados nos próximos anos. No médio prazo, a demanda por óleo diesel deverá seguir em trajetória crescente, em razão da expectativa de crescimento da atividade econômica global e da maior dificuldade em descarbonizar o transporte de cargas. Tecnologias alternativas, como o gás natural, o biometano, o hidrogênio e a eletrificação devem começar a concorrer com ele. Mas a disseminação mais lenta dessas fontes energéticas alternativas, particularmente em economias em desenvolvimento, combinada à significativa vida útil de máquinas e caminhões que utilizam diesel, devem conduzir ao arrefecimento do incremento da demanda por óleo diesel. Em relação à especificação, a demanda por óleo diesel de baixo teor de enxofre deverá aumentar nos próximos anos, conforme políticas de comando e controle sejam implementadas para a utilização de combustíveis fósseis⁸⁹.

Os preços do querosene de aviação (QAV) já haviam retornado aos seus patamares relativos históricos frente aos preços do óleo diesel ao final de 2023, ficando o óleo diesel com prêmio de 1,2% frente ao QAV. No médio prazo, o número de voos deve seguir em elevação. Especialmente devido ao patamar de voos internacionais, ainda inferior ao do período pré-pandemia. À vista disso, a demanda por QAV também deve aumentar. Todavia, novas tecnologias de motores e de aeronaves induzem a redução da demanda no longo prazo. Combustíveis *drop-in*, como o *Sustainable Aviation Fuel* (SAF), mitigam ainda mais o crescimento da demanda, promovendo uma pequena redução do prêmio do QAV.

O óleo diesel é utilizado em setores de mais difícil descarbonização do que o aéreo. Consequentemente, sua demanda deve ser mais perene do que por QAV. O diesel verde e a eletrificação devem reduzir a demanda de diesel no longo prazo. Comparativamente, o SAF deve contribuir para deprimir a demanda de QAV antes da redução da demanda de óleo diesel por substituição pelo diesel verde, uma vez que o volume global de QAV é muito menor do que o de óleo diesel. Neste contexto, no longo prazo, o prêmio do diesel cresce marginalmente, aumentando o *spread* entre ambos. Contudo, em função das faixas de temperatura de destilação próximas, esse *spread* não se eleva demasiadamente.

No que tange ao mercado global de gasolina, os baixos preços ao consumidor a partir de 2014 estimularam a venda de utilitários esportivos (SUVs), com maior consumo energético, aumentando a demanda por esse combustível e o seu prêmio em relação ao petróleo Brent. Essa tendência continuou apesar de flutuações nos preços dos combustíveis, e da crescente eletrificação, com os SUVs atingindo 48% das vendas globais de automóveis em 2023 (IEA, 2024b). Projeta-se que a demanda mundial por gasolina deverá continuar elevada no decênio, devido ao aumento da renda em países em desenvolvimento e à preferência por SUVs.

Por outro lado, tecnologias de motorização substitutas à combustão interna deverão se difundir, mas de forma paulatina, devido à dificuldade de massificação de automóveis com motorização alternativa, especialmente em países em desenvolvimento. Consequentemente, o estoque de

⁸⁹ Como, por exemplo, a introdução mandatória do óleo diesel de baixo teor de enxofre, com limite máximo de 10 partes por milhão (ppm), na China e na Índia.

veículos movidos a gasolina permanecerá elevado por diversos anos, implicando uma manutenção de altos patamares de demanda e do prêmio da gasolina frente ao Brent.

Apesar da demanda relativamente alta, as margens de gasolina devem ficar pressionadas no curto prazo, devido ao excesso de capacidade de refinarias, especialmente na Bacia do Atlântico, com a entrada de novas refinarias no México e Nigéria exercendo pressão para baixo sobre os preços. No longo prazo, a demanda de gasolina diminui e a de óleo diesel mantém-se, elevando o *spread* entre os combustíveis no final do decênio.

O prêmio da nafta em relação ao petróleo Brent se reduziu nos últimos anos em função do forte crescimento da produção de líquidos de gás natural (LGN) nos EUA, fruto da revolução do *shale*. O etano barato permitiu que a petroquímica substituísse parcialmente a nafta como matéria-prima, reduzindo a demanda pelo derivado, e impactando sua margem.

No longo prazo, projeta-se que o arrefecimento da demanda por gasolina permita um excedente de produção de nafta, o que poderá reduzir a margem deste produto. Por outro lado, a demanda por produtos petroquímicos deve elevar-se ao longo do período decenal. E os preços baixos da nafta devem estimular a implementação de mais plantas petroquímicas baseadas neste insumo, elevando sua demanda, sobretudo na Ásia. A produção de LGN nos EUA também deve atingir um ápice e declinar ao longo da próxima década. Essa redução de oferta deve aumentar os preços de nafta, o que explica a redução do prêmio da gasolina sobre esse produto.

O gás liquefeito de petróleo (GLP) deve seguir com preços relativamente baixos no médio prazo, sobretudo devido à produção e exportação de LGN, particularmente nos EUA. No entanto, o crescimento econômico de países em desenvolvimento, em especial a Índia, tende a elevar a demanda por GLP em substituição à cocção com biomassa tradicional. Ressalta-se que a crescente eletrificação tanto da indústria, quanto o uso da eletricidade para cocção, limitam a elevação das margens deste derivado, que permanecerão abaixo das registradas no histórico.

Nos últimos anos, o óleo combustível de baixo teor de enxofre (OC BTE), com 1% m/m de enxofre, valorizou-se devido à introdução da regulamentação de emissões do setor marítimo (IMO 2020) e seus reflexos na demanda de combustíveis marítimos (IMO, 2019). Esse prêmio se reverteu com a readequação do parque de refino mundial e das embarcações, conduzindo o OC BTE a ser negociado perto da paridade com o petróleo do tipo Brent. Antes da IMO 2020 esse derivado era negociado com desconto próximo a 10%.

No médio prazo, a demanda por óleo combustível deve seguir em alta em função dos desafios para a entrada de combustíveis alternativos no transporte marítimo e de sua capacidade de substituir o carvão. No longo prazo, o *spread* entre os óleos combustíveis de baixo teor de enxofre e de alto teor de enxofre deve seguir aumentando, em atendimento às crescentes restrições ambientais. As pressões ambientais devem promover a lenta redução do prêmio do OC BTE, à medida que novas tecnologias e novos combustíveis reduzem a demanda por esse combustível. No que tange ao refino, o parque de refino global deve se adequar, produzindo menos óleo combustível, o que limita a queda acelerada do prêmio do OC BTE.

6.2 Abastecimento nacional de derivados de petróleo

A presente seção tem por objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo no Brasil para o próximo decênio, com vistas a subsidiar o planejamento energético nacional. Analisam-se, também, os balanços de produção, processamento, importação e exportação de petróleo, bem como o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

A elaboração da análise da presente seção utiliza o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe), modelo matemático de programação linear cujo equacionamento representa as principais atividades do sistema de abastecimento de derivados de petróleo no Brasil. São abrangidas, na referida modelagem, a integração entre a produção nacional de petróleo e de líquidos de gás natural; as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados; o processamento de petróleo e a produção de derivados nas refinarias nacionais e demais unidades produtoras (centrais petroquímicas, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores); a infraestrutura de transporte de petróleo e derivados; a demanda doméstica de derivados segmentada em bases de distribuição; e a complementariedade entre os combustíveis derivados de petróleo e os biocombustíveis. Dessa forma, o Plandepe permite realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes cenários, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo (EPE, 2020).

A modelagem matemática do Plandepe possui uma função objetivo que busca a minimização dos custos do sistema de abastecimento nacional de derivados de petróleo como um todo (EPE, 2020). Os resultados representam o atendimento ao abastecimento do País a partir de uma abordagem nacional da estrutura de abastecimento, não distinguindo a propriedade dos ativos desta cadeia.

As premissas adotadas neste estudo incluem as projeções da produção brasileira de petróleo, exibidas no Capítulo 5; da produção nacional de líquidos de gás natural, derivada das projeções de gás natural apresentadas nos Capítulos 5 e 7; dos preços internacionais de petróleo e derivados discutidos na seção 6.1 deste Capítulo; e da demanda brasileira de derivados de petróleo, apresentada no Capítulo 2, incluindo o fornecimento de QAV e combustíveis marítimos, respectivamente, para aeronaves e navios em rotas internacionais.

Adicionalmente, consideram-se premissas relacionadas às características das refinarias brasileiras e da infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, às especificações de qualidade de combustíveis, aos mandatos de biocombustíveis, e aos investimentos previstos em refino no Brasil. Essas questões são abordadas mais detalhadamente a seguir, com exceção da infraestrutura de transporte, que é discutida na seção 6.3.

6.2.1 Refinarias nacionais

O Brasil possui atualmente 18 refinarias de petróleo em operação, totalizando uma capacidade de processamento de 2,29 milhões b/d, conforme exibido na Tabela 6-1. Com isso, o refino nacional configura-se como o 9º maior do mundo (Energy Institute, 2024).

Tabela 6-1 – Refinarias nacionais em operação

Refinaria	Localização	Capacidade de refino ⁽¹⁾ (mil b/d)
Replan	Paulínia – SP	434
Refinaria de Mataripe	São Francisco do Conde – BA	289
Reduc	Duque de Caxias – RJ	252
Revap	São José dos Campos – SP	252
Repar	Araucária – PR	214
Refap	Canoas – RS	201
RPBC	Cubatão – SP	179
Regap	Betim – MG	166
RNEST	Ipojuca – PE	100 ⁽²⁾
Recap	Mauá – SP	63
Ream	Manaus – AM	46
3R Potiguar	Guamaré – RN	38
Riograndense - RPR	Rio Grande – RS	17
Refit	Rio de Janeiro – RJ	14
SSOil Energy	Coroados – SP	12 ⁽³⁾
Lubnor	Fortaleza – CE	10
Dax Oil	Camaçari – BA	4
Paraná Xisto	São Mateus do Sul – PR	- ⁽⁴⁾
Total		2.292

Fonte: Elaboração EPE e ANP, 2024a.

Notas:

- (1) Capacidades de refino de agosto de 2024, não necessariamente iguais às capacidades autorizadas pela ANP;
- (2) RNEST possui capacidade nominal de 115 mil b/d, mas está autorizada a processar no máximo 100 mil b/d, conforme exigência da Renovação da Licença de Operação emitida pela Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco, conforme Autorização ANP n. 858/2022;
- (3) Refinaria SSOil Energy possui capacidade autorizada de 12 mil b/d, mas está restrita a produzir, no máximo, 470 b/d de óleo diesel S500, conforme Autorização ANP n. 410/2024;
- (4) Paraná Xisto é uma unidade de industrialização de xisto pirotetuminoso, com capacidade de 6 mil toneladas por dia, não processando petróleo;
- (5) As operações da refinaria Univen Petróleo encontram-se suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo.

6.2.2 Investimentos previstos no refino nacional

O refino nacional possui uma carteira de investimentos previstos para os próximos anos, incluindo projetos anunciados e empreendimentos com obras em andamento. Destaca-se, em especial, os investimentos na expansão da capacidade de refino da RNEST, em Pernambuco. O Plano Estratégico 2024-2028 da Petrobras prevê a conclusão das obras da unidade de abatimento de emissões atmosféricas (SNOX) da refinaria no fim de 2024, a ampliação do 1º trem da RNEST para 130 mil b/d em 2025 e a conclusão do 2º trem, com capacidade adicional de 130 mil b/d, no

fim de 2028 (Petrobras, 2023; Petrobras, 2024). Assim, a capacidade total de refino da RNEST aumentará para 260 mil b/d após a finalização desses investimentos.

A Petrobras também sinalizou, em seu Plano Estratégico 2024-2028, o investimento na integração operacional entre a Reduc e o Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ. A estatal prevê a conclusão até o fim de 2028 das unidades de hidrocrackeamento catalítico (HCC) e de hidrotratamento (HDT) de diesel do antigo projeto da refinaria do Comperj, além da construção de nova unidade de hidroisodesparafinação (HIDW) para a produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo II (Petrobras, 2023; Petrobras, 2024). Adicionalmente, considerou-se investimentos em hidrotratamento de diesel em duas refinarias existentes: Replan e Revap. O investimento na Replan consiste na construção de uma nova unidade de HDT de diesel com capacidade de 10 mil metros cúbicos por dia (m^3/d), nova unidade de recuperação de hidrogênio, adequações (*revamp*) de unidades de geração de hidrogênio, além de outras unidades auxiliares, com entrada de operação prevista para 2025. Por sua vez, o projeto na Revap consiste na modernização de unidade existente de tratamento de diesel, visando à ampliação da capacidade de produção de óleo diesel S10, com início de operação previsto para 2026 (Petrobras, 2023; Petrobras, 2024).

Em relação às refinarias privadas, estão contemplados o investimento da Brasil Refinarias, em Simões Filho/BA, com capacidade de 736 b/d e início de operação previsto para o fim de 2024, e a ampliação de capacidade da Dax Oil de 4 mil b/d para 12 mil b/d em 2025.

Assim, com a carteira de investimentos considerada, tanto da Petrobras quanto de refinadores privados, a EPE projeta que a capacidade nacional de refino crescerá 7% no decênio, alcançando 2,46 milhões b/d em 2034.

Ressalta-se, ainda, que há outras sinalizações de investimentos em refino nos estados da Bahia, Ceará e Sergipe. Contudo, como esses projetos encontram-se em estágio preliminar de desenvolvimento no momento da elaboração deste PDE, estes não foram contemplados na carteira de investimentos previstos em refino neste ciclo.

6.2.3 Especificação de combustíveis

O óleo diesel é comercializado no Brasil com diferentes especificações para atendimento aos seus diversos usos. Entre elas, destaca-se, em especial, o limite máximo de teor de enxofre. O óleo diesel para uso rodoviário, acrescido pelo biodiesel, é consumido no território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 ppm (S10) e de 500 ppm (S500)⁹⁰ (ANP, 2024c). Por sua vez, o óleo diesel para uso não rodoviário possui limite máximo de teor de enxofre de 1.800 ppm (S1800) (ANP, 2022a) e o óleo diesel marítimo possui limite máximo de 5.000 ppm (ANP, 2022b). Em agosto de 2024, a ANP iniciou discussões sobre eventual descontinuidade do óleo diesel S500 e

⁹⁰ Desde a implementação da Fase P-7 do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve) em 2012, os motores de veículos pesados novos licenciados no Brasil são adequados ao consumo de óleo diesel de baixo teor de enxofre. Logo, o sucateamento da frota e os prejuízos do S500 à nova motorização impelem a demanda brasileira à transição gradual para o óleo diesel S10. A participação média do S10 no mercado brasileiro de óleo diesel total, considerando as vendas acumuladas de janeiro a junho de 2024, foi de 66% (ANP, 2024b).

do óleo diesel S1800 (ANP, 2024d). Em que pese essas discussões preliminares, assumiu-se que as regulamentações vigentes para o óleo diesel permanecerão válidas ao longo do horizonte decenal.

O óleo combustível marítimo, conhecido internacionalmente como *bunker*, é um combustível utilizado principalmente para transporte aquaviário de longo curso por embarcações de grande porte. Adotou-se como premissa a manutenção da regulamentação atual de limite máximo do teor de enxofre de 0,5% (5.000 ppm) (ANP, 2022b), em linha com a norma IMO 2020, implementada em janeiro de 2020 pela International Maritime Organization (IMO) (IMO, 2019).

Para a gasolina C, considerou-se sua nova especificação no Brasil, que entrou em vigor em agosto de 2020, estabelecendo limites de massa específica a 20 °C, de temperatura de destilação no ponto 50% evaporado (T50) e do parâmetro de octanagem RON – incluindo a elevação do limite mínimo do RON de 92 para 93 desde janeiro de 2022 (ANP, 2020). Assumiu-se que os atuais requisitos para a gasolina C serão mantidos no horizonte decenal, incluindo o limite máximo de teor de enxofre de 50 ppm.

Para o QAV, adotou-se a manutenção ao longo do período decenal da regulamentação vigente, que estabeleceu as especificações dos querosenes de aviação de origem fóssil e alternativos, e permitiu a introdução da especificação JET A no País (ANP, 2021).

Destacam-se, também, as premissas de percentuais obrigatórios de biocombustíveis nas misturas de gasolina C e de óleo diesel B. Para a gasolina C, adotou-se o percentual atual de etanol anidro na mistura de 27% para a gasolina C comum e 25% para a gasolina C premium, conforme Portaria MAPA nº 75/2015. Para o óleo diesel B, considerou-se a evolução do percentual de biodiesel na mistura até 15% a partir de abril de 2025, conforme Resolução CNPE nº 3/2023 (CNPE, 2023). Adicionalmente, assumiu-se como premissa a inserção do combustível sustentável de aviação (SAF) no País, além da crescente adoção da oferta de *bunker* com adição de biodiesel. Questões relacionadas aos biocombustíveis são discutidas no Capítulo 8.

6.2.4 Balanço nacional de petróleo

O Brasil deverá ampliar a sua condição de exportador líquido de petróleo ao longo do período decenal. As projeções deste PDE indicam que as exportações brutas de óleo nacional alcançarão 3,2 milhões b/d em 2030, o que corresponde a 61% da produção nacional no ano, posteriormente reduzindo para 2,4 milhões b/d em 2034, o que representa 53% da produção nacional nesse ano. Esse volume expressivo das exportações brasileiras de óleo cru poderá elevar ainda mais a importância e a relevância do Brasil no quadro geopolítico da indústria mundial do petróleo.

Essa condição exportadora do Brasil explica-se, em grande medida, pelo aumento significativo da produção nacional de petróleo, principalmente em áreas do pré-sal da Bacia de Santos, conforme apresentado no Capítulo 5. Projeta-se que esse crescimento da produção nacional se sobreporá ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais.

As projeções indicam um incremento no volume de óleo processado nas refinarias brasileiras, de 2,0 milhões b/d em 2023 para 2,2 milhões b/d em 2034. Em termos de fator de utilização das refinarias, isso representa um aumento de 87% para 89% no final do decênio.

A Tabela 6-2 apresenta as projeções para o balanço nacional de petróleo no horizonte decenal, assim como para o fator de utilização das refinarias nacionais, a participação do óleo nacional na carga processada, e a relação entre as exportações brutas de petróleo e a produção nacional.

Tabela 6-2 – Balanço nacional de petróleo e indicadores para petróleo e refino

Balanço nacional de petróleo (milhão b/d)	2024	2027	2030	2034
Produção nacional de petróleo	3,60	4,76	5,26	4,43
Processamento de petróleo nas refinarias nacionais	2,01	2,01	2,17	2,18
Importação bruta de petróleo	0,28	0,24	0,12	0,11
Exportação bruta de petróleo	1,87	2,98	3,20	2,36
Indicadores para petróleo e refino (%)	2024	2027	2030	2034
Fator de utilização das refinarias nacionais	88%	86%	88%	89%
Participação do óleo nacional na carga processada	86%	88%	94%	95%
Relação entre exportação bruta e produção nacional	52%	63%	61%	53%

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: O saldo do balanço nacional de petróleo (produção nacional + importações brutas - processamento nas refinarias - exportações brutas) pode não somar zero em função de arredondamento.

Em relação à importação de petróleo, projeta-se a sua manutenção em volumes similares ao histórico recente na primeira metade do decênio. Essa importação ocorre, sobretudo, em função do processamento de petróleo parafínico (majoritariamente Arab Light) na refinaria Reduc, visando à produção de óleos básicos lubrificantes. Porém, com o projeto de integração entre a Reduc e o Complexo de Energias Boaventura, a Petrobras prevê a possibilidade de interromper a produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo I (Petrobras, 2024), de modo que a importação de Arab Light para processamento na Reduc pode ser descontinuada e substituída por óleo nacional. A importação de outros tipos de cru, por sua vez, ocorre pela necessidade de adequação da qualidade da cesta de petróleos em algumas refinarias ou por oportunidades comerciais. Entre outros tipos de petróleos importados pelo Brasil nos últimos anos, os principais são Eagle Ford (EUA), Liza (Guiana) e Rabi (Gabão), além de óleos de Angola, Gana e Nigéria.

6.2.5 Balanço nacional de derivados de petróleo

A produção nacional de derivados de petróleo deverá crescer no período decenal em linha com a expansão da capacidade das refinarias brasileiras. A Tabela 6-3 exhibe as projeções para a produção nacional dos principais derivados de petróleo entre 2024 e 2034, enquanto a Figura 6-3 apresenta a evolução do perfil de produção das refinarias brasileiras.

Tabela 6-3 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)

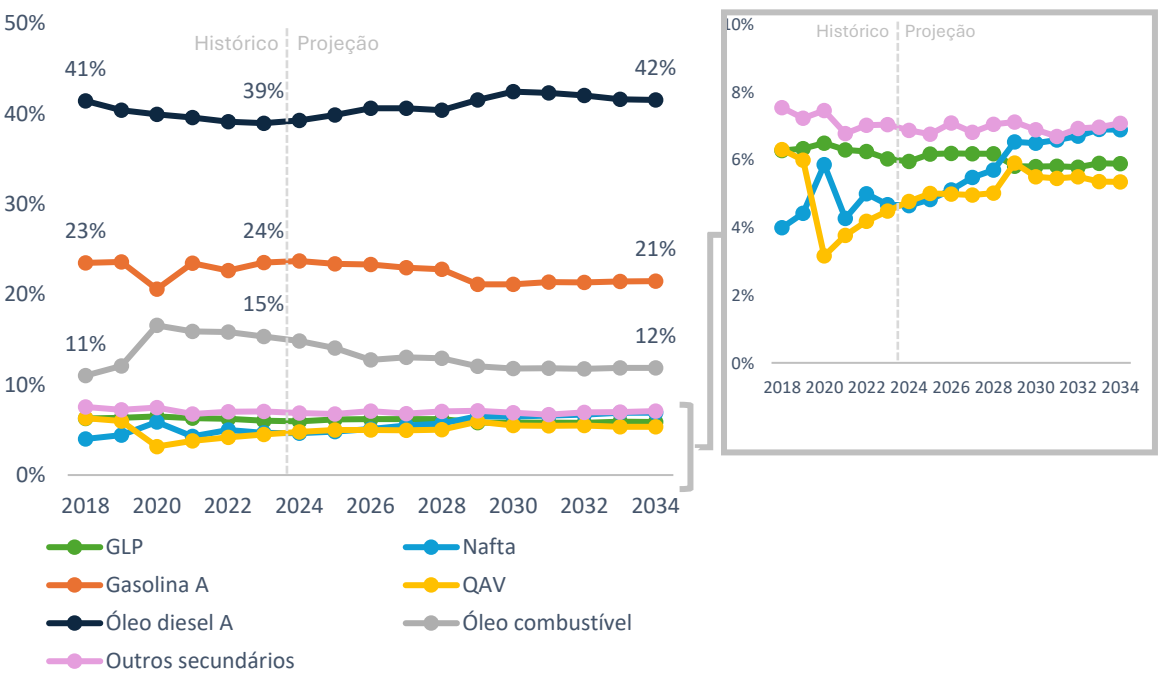
Produção nacional ⁽¹⁾	2024	2027	2030	2034	Variação 2024-2034 (%)
Gás liquefeito de petróleo - GLP	31,3	36,3	43,3	44,5	42%
Nafta	15,3	17,8	22,9	24,4	59%
Gasolina A	84,3	80,6	80,6	82,1	-3%
Querosene de aviação - QAV	15,7	16,1	19,4	18,9	20%
Óleo diesel A	129,5	131,5	149,6	146,9	13%
Óleo combustível	49,0	42,3	41,6	41,9	-14%
Coque de petróleo	12,5	12,8	14,2	14,7	18%
Asfaltos	7,0	6,3	7,4	7,6	9%
Lubrificantes	1,8	2,0	1,6	1,6	-13%
Outros energéticos e não energéticos ⁽²⁾	6,5	6,8	6,7	6,7	2%

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Valores da tabela incluem a produção de refinarias, centrais petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores;
- (2) Outros energéticos e não energéticos incluem: benzeno, butano especial, gasolina de aviação, n-parafina, parafinas, propeno, resíduo aromático, resíduo asfáltico, solventes, tolueno e xilenos.

Figura 6-3 – Perfil de produção das refinarias nacionais (%)



Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

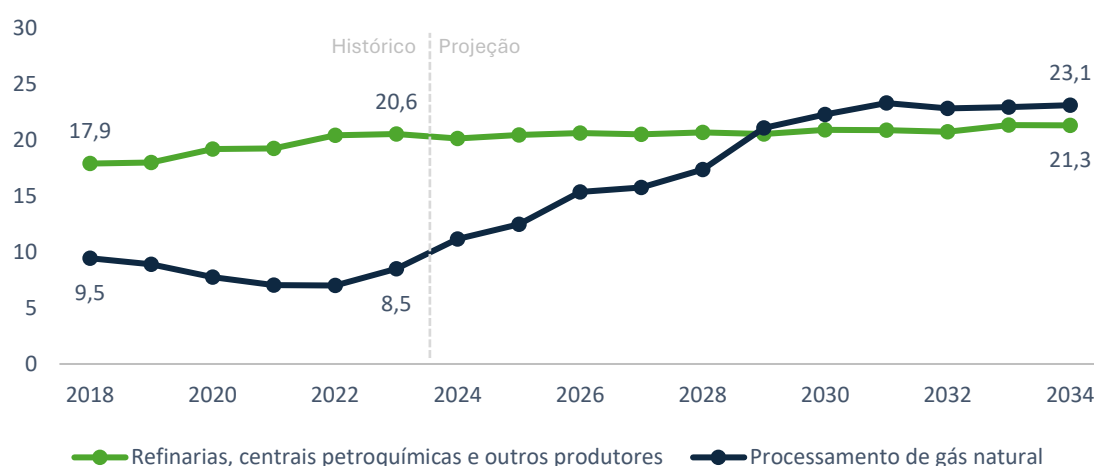
Nota: Outros secundários de petróleo incluem asfaltos, coque de petróleo, gasolina de aviação, lubrificantes e solventes.

6.2.5.1 Gás liquefeito de petróleo (GLP)

Destaca-se o crescimento de mais de 40% da produção nacional de GLP entre 2024 e 2034. Esse aumento decorrerá, em grande medida, da parcela da produção oriunda do processamento de gás natural produzido domesticamente, em especial, com a entrada em operação da UPGN do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ. Assim, estima-se que a produção de GLP de UPGNs alcançará 23,1 mil m³/d em 2034, quase o triplo do volume produzido no País em 2023 (8,5 mil m³/d) nessas unidades. Questões relacionadas à oferta nacional de gás natural e aos investimentos previstos em UPGNs são discutidas no Capítulo 7.

Por sua vez, a produção de GLP em refinarias e centrais petroquímicas deverá manter-se em torno de 20 mil m³/d ao longo do período decenal. Projeta-se, apenas, um leve incremento na produção de GLP oriundo do refino a partir da segunda metade do decênio, com a entrada em operação do 2º trem da RNEST. A Figura 6-4 exibe a projeção para a produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora.

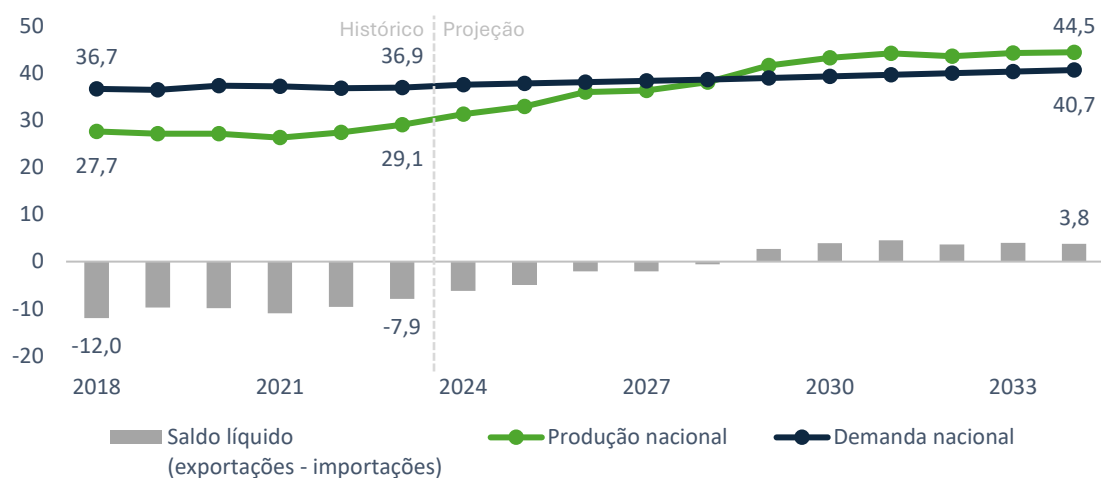
Figura 6-4 – Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora (mil m³/d)



Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Notas: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial. A produção de GLP de UPGN inclui volumes produzidos por unidades associadas às refinarias, como as UPGNs Lubnor, Reduc I e II, Catu e Candeias.

Com o crescimento expressivo da produção oriunda do processamento de gás natural, o Brasil poderá se tornar superavitário em GLP a partir do fim desta década. Entre 2024 e 2034, a produção de GLP deverá crescer em ritmo mais acelerado (+42%) do que a demanda (+8%), reduzindo gradualmente as importações e, mais à frente, levando o saldo líquido para o superávit, conforme apresentado na Figura 6-5. Projeta-se que, em 2034, as exportações líquidas de GLP representarão 9% da demanda nacional pelo produto.

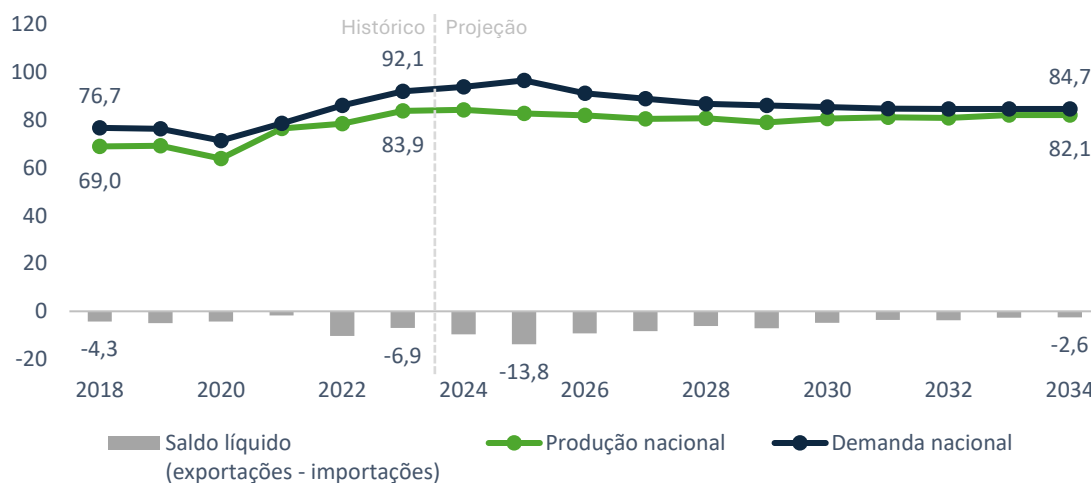
Figura 6-5 – Balanço nacional de GLP (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Nota: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial.

6.2.5.2 Gasolina A

A produção nacional de gasolina A apresentará pouca variação no decênio, permanecendo entre 80 mil m³/d e 85 mil m³/d. Em grande medida, isso se justifica, pois, a carteira de investimentos em refino no âmbito deste PDE pouco agrega à produção de gasolina, uma vez que são projetos com foco no aumento de destilados médios (óleo diesel e QAV). Além disso, o comportamento da demanda de combustíveis do ciclo Otto e a expectativa de crescimento da oferta de etanol hidratado, descrita no Capítulo 8, também contribuem para manter a produção de gasolina A estável no decênio. Nesse contexto, o Brasil se manterá importador líquido de gasolina ao longo de todo o período decenal, ainda que em volumes decrescentes, conforme sinalizado na Figura 6-6. A importação líquida alcança a máxima de 14 mil m³/d em 2025, cerca de 15% da demanda nacional no ano. Esse montante é superior à máxima histórica, em 2017, de 11 mil m³/d de importação líquida de gasolina no País.

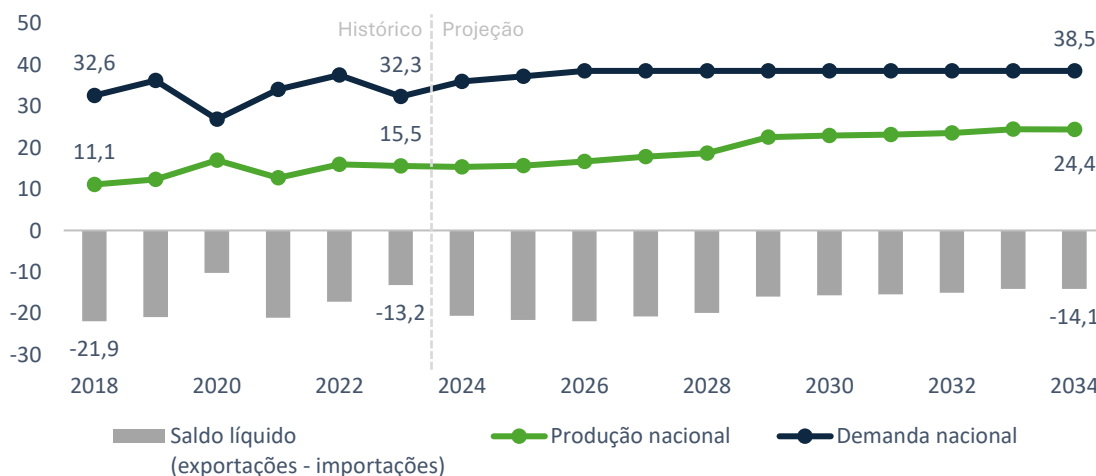
Figura 6-6 – Balanço nacional de gasolina A (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Nota: Inclui gasolina comum e gasolina premium. Não inclui gasolina de aviação.

6.2.5.3 Nafta

A produção nacional de nafta terá aumento expressivo de 59% no período, passando de 15,5 mil m³/d em 2024 para 24,4 mil m³/d em 2034. Esse crescimento da produção será orientado, sobretudo, pela entrada em operação do 2º trem da RNEST e da unidade HCC no Complexo de Energias Boaventura. Há, ainda, a contribuição da produção de C5+ oriundo do gás natural. Apesar do aumento da produção nas refinarias e da estabilidade da demanda das centrais petroquímicas, a Figura 6-7 indica que o Brasil permanecerá importador de nafta, porém em volumes decrescentes. Em 2034, a importação líquida de nafta (14,1 mil m³/d) representará 37% da demanda nacional, patamar inferior à média histórica.

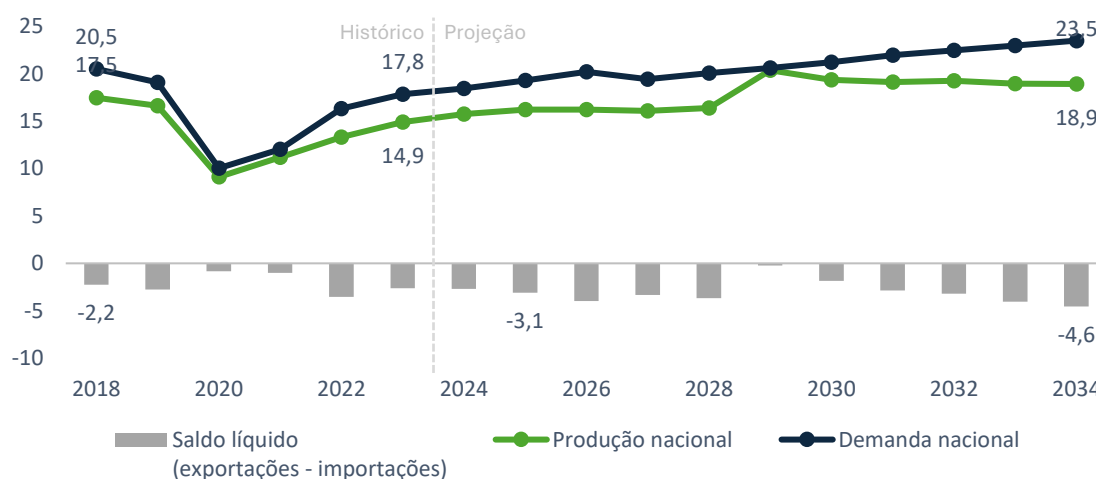
Figura 6-7 – Balanço nacional de nafta (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

6.2.5.4 Querosene de aviação (QAV)

A entrada em operação do Complexo de Energias Boaventura contribuirá de maneira significativa para o aumento da produção de QAV no decênio. Entretanto, entre 2024 e 2034, as projeções indicam que o ritmo de crescimento da demanda (+27%) será mais acelerado que o da produção (+20%). Assim, os volumes de importação líquida de QAV aumentarão no período, especialmente na segunda metade do período decenal, conforme indicado na Figura 6-8.

Figura 6-8 – Balanço nacional de QAV (mil m³/d)



Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

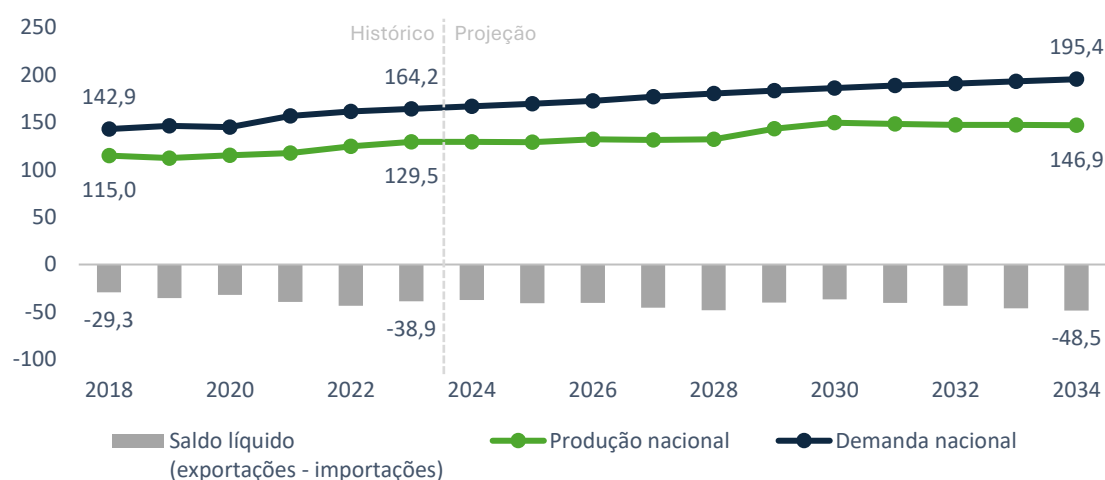
Notas: Inclui querosene de aviação e querosene iluminante. O fornecimento de QAV para aeronaves em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

A importação líquida de QAV alcançará 4,6 mil m³/d em 2034, 19% da demanda no ano – patamar superior à média dos últimos anos. Esse montante é semelhante à importação máxima histórica desse combustível no País (5,4 mil m³/d em 2013), o que poderá exigir investimentos na expansão da infraestrutura primária de abastecimento deste combustível.

Cabe ressaltar que a produção de QAV possui uma certa intercambialidade com a produção de óleo diesel nas refinarias, uma vez que os dois derivados são extraídos de faixas de destilação semelhantes. Em conjunto, o QAV e o diesel são usualmente referidos como destilados médios.

6.2.5.5 Óleo diesel A

Com os investimentos no 2º trem da RNEST, no Complexo de Energias Boaventura e em unidades de hidrotreatamento, a produção de óleo diesel A crescerá 13% entre 2024 e 2034, atingindo 146,9 mil m³/d em 2034. Apesar desse incremento, a produção doméstica se manterá insuficiente para abastecer o mercado interno brasileiro de óleo diesel em sua totalidade. Nesse contexto, o Brasil ampliará ainda mais a sua condição de importador líquido de óleo diesel durante o período decenal, conforme indicado na Figura 6-9.

Figura 6-9 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m³/d)

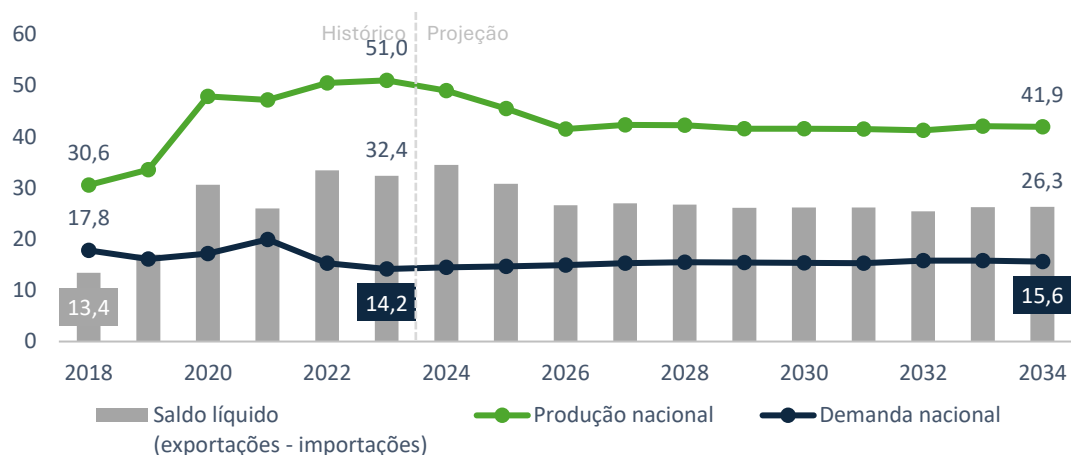
Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Notas: Inclui óleo diesel rodoviário (S10 e S500), óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000). O fornecimento de óleo diesel marítimo para navios em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Os volumes de importação líquida de óleo diesel deverão aumentar progressivamente, alcançando 48,5 mil m³/d em 2034 (o que equivale a 25% da demanda no ano). Esse valor é 12% superior aos 43,4 mil m³/d de importação líquida do Brasil em 2022, máxima histórica até então, sinalizando uma oportunidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento de óleo diesel.

6.2.5.6 Óleo combustível

Desde 2020, a produção e a exportação de óleo combustível têm registrado aumentos expressivos em comparação aos anos anteriores. Isso tem ocorrido em função da oportunidade de comercialização de óleo combustível marítimo (bunker) de baixo teor de enxofre, em atendimento às especificações da IMO 2020. Para os próximos anos, os investimentos previstos no Complexo de Energias Boaventura e em hidrotreatamento de óleo diesel contribuirão para reduzir a participação do óleo combustível na produção das refinarias. Entre 2024 e 2034, as projeções indicam uma redução de 14% da produção de óleo combustível. Entretanto, o Brasil permanecerá como exportador líquido de óleo combustível em volumes consideráveis durante todo o período decenal, conforme apresentado na Figura 6-10.

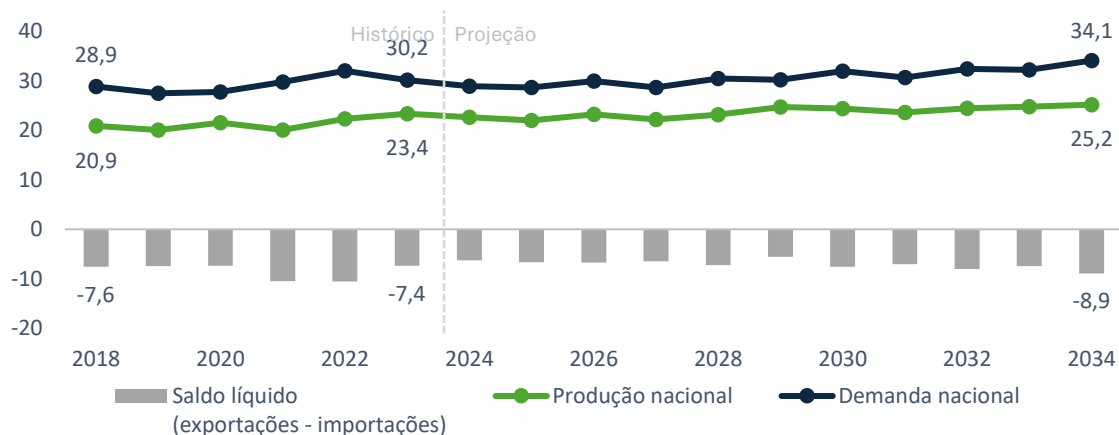
Figura 6-10 - Balanço nacional de óleo combustível (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Notas: Inclui óleo combustível marítimo (bunker 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. O fornecimento de óleo combustível marítimo para navios em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

6.2.5.7 Outros secundários de petróleo

Entre 2024 e 2034, a produção de asfaltos (+9%) e de coque de petróleo (+18%) deverá exibir crescimento, enquanto a produção de lubrificantes (-13%) e de solventes (-13%) deverá registrar queda. O Brasil permanecerá importador líquido de outros produtos secundários de petróleo, incluindo asfaltos, coque de petróleo, lubrificantes e solventes, ao longo do período decenal. Por sua vez, o balanço nacional de gasolina de aviação indica equilíbrio entre produção e demanda nacional. A Figura 6-11 exibe as projeções de balanço nacional para outros secundários de petróleo.

Figura 6-11 – Balanço nacional de outros secundários de petróleo (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

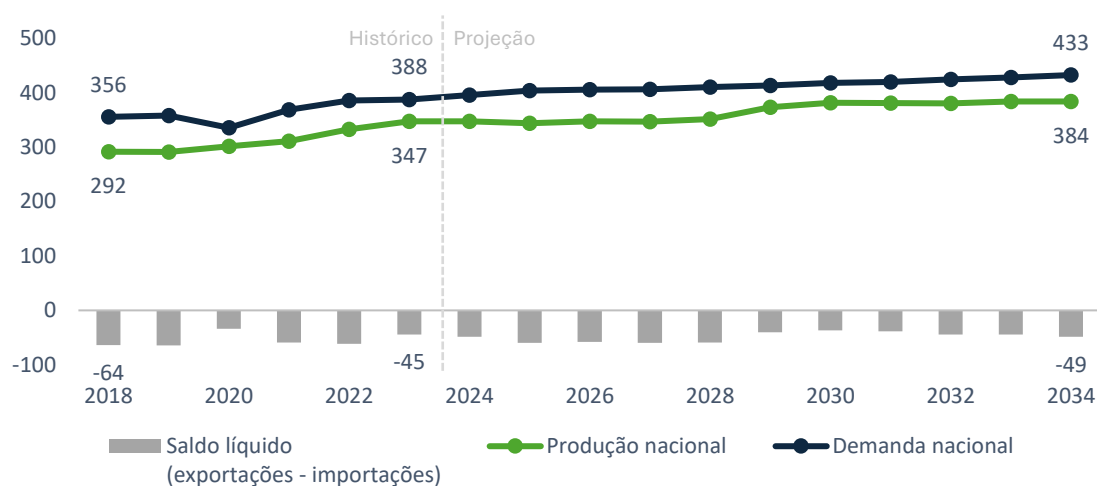
Notas: Inclui asfaltos (asfalto diluído e cimento asfáltico), coque verde de petróleo (inclui coque grau anodo, grau siderúrgico e grau energético e não inclui coque calcinado), gasolina de aviação, lubrificantes e solventes (não inclui benzeno, tolueno, xilenos e aromáticos mistos).

6.2.5.8 Total de derivados de petróleo

Brasil é historicamente importador líquido de derivados de petróleo e as projeções do PDE 2034 indicam que o País manterá essa condição nos próximos dez anos. As importações líquidas alcançarão 49 mil m³/d em 2034, volume inferior à máxima histórica registrada em 2017 (79 mil m³/d).

A Figura 6-12 apresenta o somatório das projeções do PDE 2034 para o balanço nacional dos principais derivados de petróleo analisados – GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Figura 6-12 – Balanço nacional dos principais derivados de petróleo (mil m³/d)



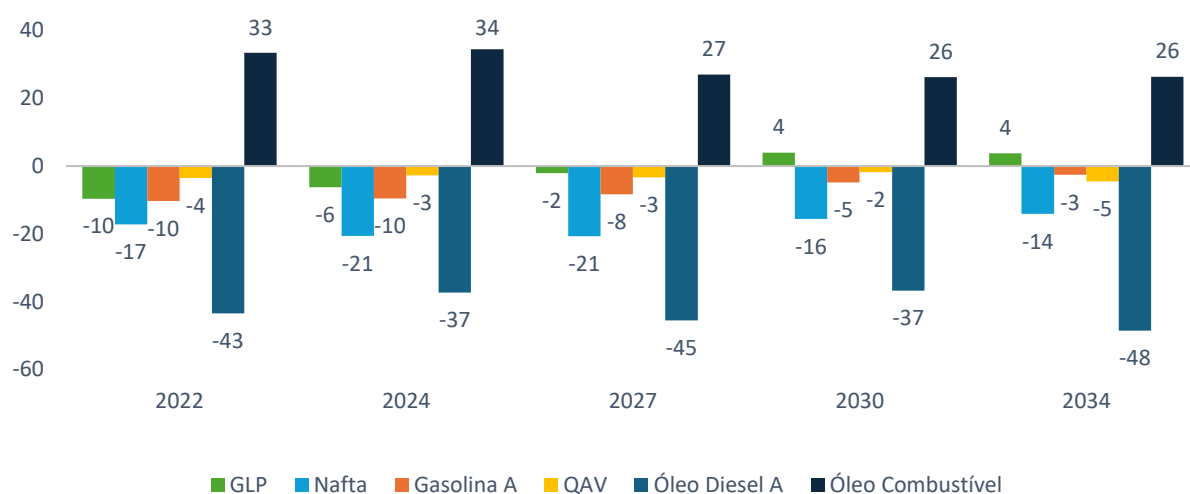
Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Nota: Inclui GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Os derivados de petróleo que mais contribuem para o déficit no Brasil em 2034 são: óleo diesel (-48 mil m³/d), nafta (-14 mil m³/d) e QAV (-5 mil m³/d). Por outro lado, o derivado com o maior superávit em 2034 é o óleo combustível (+26 mil m³/d).

Esses volumes de importação líquida de derivados apresentam-se como oportunidades para realização de investimentos na ampliação da capacidade de refino nacional, bem como na infraestrutura para movimentação de produtos.

A Figura 6-13 apresenta a evolução do saldo líquido (diferença entre exportações brutas e importações brutas) para os principais derivados de petróleo no horizonte de estudo.

Figura 6-13 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

6.2.6 Abastecimento nacional e a transição energética

Ainda que as projeções do PDE 2034 indiquem o aumento da oferta e da demanda de derivados de petróleo no Brasil no horizonte decenal, vislumbra-se avanços em ações para a descarbonização das refinarias nacionais e da infraestrutura logística de petróleo e derivados. São esperados investimentos com vistas à descarbonização no segmento de refino de petróleo, assim como a adoção de metas de redução de emissões de gases de efeito estufa por empresas. As principais alternativas de descarbonização no segmento de refino de petróleo são eficiência energética e operacional, substituição por fontes energéticas de baixo carbono, e captura e armazenamento de carbono (CCS). As alternativas de substituição por fontes energéticas de baixo carbono mais estudadas hoje por refinadores são a eletricidade de baixa emissão de carbono, o hidrogênio de baixa emissão de carbono e o biogás/biometano.

Petrobras (2023) anunciou investimentos de US\$ 11,5 bilhões para mitigação de seu impacto no meio ambiente, entre ações de descarbonização de suas operações, investimento em energias de baixo carbono, produção de hidrogênio, captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), investimento em P&D em baixo carbono e produção de óleo diesel renovável e SAF em biorrefino. Hoje, a estatal já oferece, em cinco de suas refinarias (Repar, Replan, RPBC, Reduc e Regap), a possibilidade de coprocessamento de óleo vegetal na carga de unidades de hidrotratamento de instáveis, com o objetivo de produzir óleo diesel com 5% de conteúdo renovável (Diesel R5), totalizando capacidade instalada de produção de 3,6 bilhões de litros por ano.

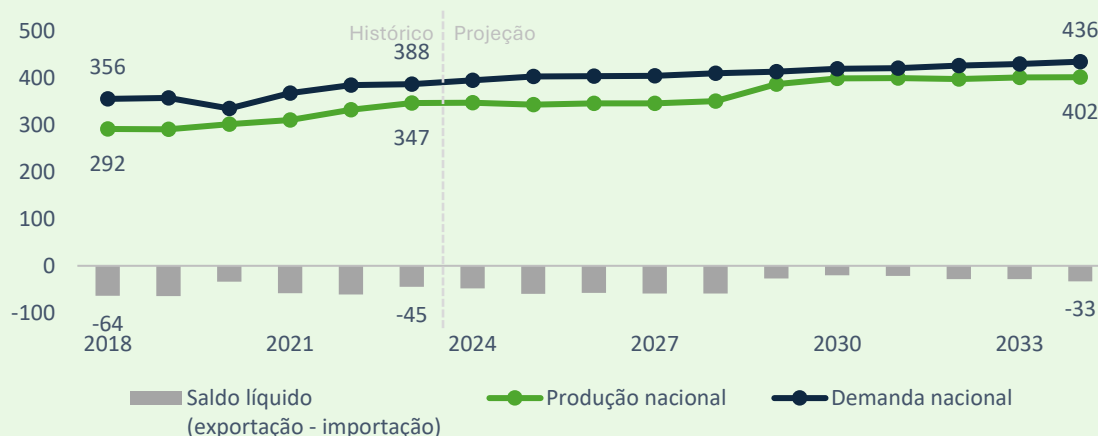
Adicionalmente, os estudos do PDE 2034 consideram três projetos de biorrefinarias no Brasil: Brasil BioFuels (Manaus/AM), Acelen (São Francisco do Conde/BA) e Petrobras (Cubatão/SP). Esses projetos visam a produção de HVO e SAF a partir do uso de óleo vegetal e/ou sebo bovino como matérias-primas. Questões relacionadas ao diesel coprocessado e biorrefino são discutidas no Capítulo 8.

Box 6.1**Investimentos adicionais em capacidade de refino no Brasil**

Adicionalmente à carteira de investimentos previstos em refino de petróleo discutida nesta seção, avalia-se uma sensibilidade com dois empreendimentos adicionais. Trata-se de duas refinarias em território nacional, sendo a Refinaria do Pecém, com capacidade de 100 mil b/d e localizada em São Gonçalo do Amarante/CE, e a Refinaria do Sergipe, com capacidade de 30 mil b/d e localizada em Barra dos Coqueiros/SE (Noxis Energy, 2024).

Nesse contexto, esta análise de sensibilidade avalia os impactos no abastecimento nacional a partir da entrada em operação destas duas refinarias no período decenal, em adição à carteira de investimentos previstos em refino. Esses empreendimentos elevariam a capacidade de refino do País para 2,59 milhões b/d, um acréscimo de 13% em relação à capacidade atual. A Figura 6-14 apresenta o balanço nacional dos principais derivados de petróleo a partir desta análise de sensibilidade.

Figura 6-14 – Análise de sensibilidade: Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)



Fonte: Elaboração EPE (projeções) e EPE, 2024 (histórico).

Nota: Inclui GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Ao se comparar a Figura 6-12 – com a Figura 6-14, é possível verificar a aproximação entre as curvas de oferta e demanda no fim do decênio na análise de sensibilidade, com redução do déficit de derivados. Nessa condição, as importações líquidas brasileiras reduzir-se-iam em 20% no ano de 2034 em comparação à trajetória de base. Existiria maior oferta de todos os principais derivados, especialmente de óleo diesel A (aumento de produção de 8,1 mil m³/d) e de gasolina (aumento de produção de 2,6 mil m³/d). A importação líquida de óleo diesel A em 2034 cairia de 48,5 mil m³/d (25% da demanda projetada) para 40,4 mil m³/d (21% da demanda projetada), enquanto as importações líquidas de gasolina A cessar-se-iam no fim do horizonte do estudo, com o Brasil se tornando autossuficiente para este derivado.

6.3 Infraestrutura nacional de transporte de derivados

A evolução do abastecimento nacional de derivados de petróleo depende da infraestrutura de transporte, sendo este o tema desta seção. A abordagem desta seção será realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações e exportações. Além disso, analisam-se os impactos dos fluxos de derivados sobre os principais dutos existentes. Por fim, elencam-se os principais investimentos em infraestrutura de transportes de derivados.

Ressalta-se que a produção de derivados em cada região e a evolução das movimentações de derivados até 2034 são obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

6.3.1 Principais movimentações inter-regionais e importações e exportações de derivados

Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda de combustíveis atendida pela produção local em cada região do País, em 2034, é mostrado na Figura 6-15 para gasolina A, na Figura 6-16 para o óleo diesel A, na Figura 6-17 para o GLP e a na Figura 6-18 para o QAV. Também são apresentados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações e exportações desses derivados.

Cabe destacar que a Região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados de petróleo até 2034, o que a mantém totalmente dependente da movimentação inter-regional de derivados.

Figura 6-15 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2034 (mil m³/d)



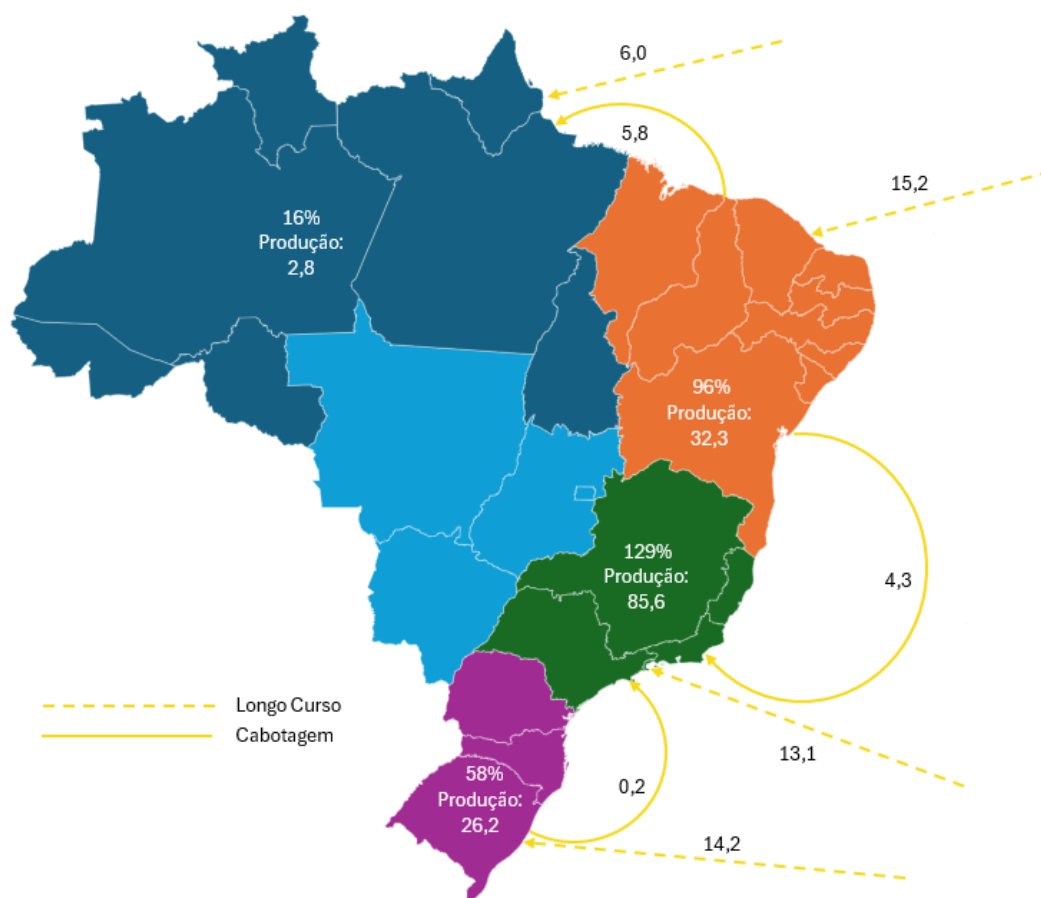
Fonte: Elaboração EPE

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. As setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

O excedente de oferta de gasolina A previsto para a Região Sudeste não somente abastece o Centro-Oeste, como também complementa o atendimento à demanda das Regiões Nordeste e Sul do Brasil. O Nordeste contribui com grande parte do abastecimento da Região Norte.

Em 2034, o volume de gasolina importado, via Região Nordeste, representa apenas 3% da demanda doméstica no ano.

Figura 6-16 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2034 (mil m³/d)



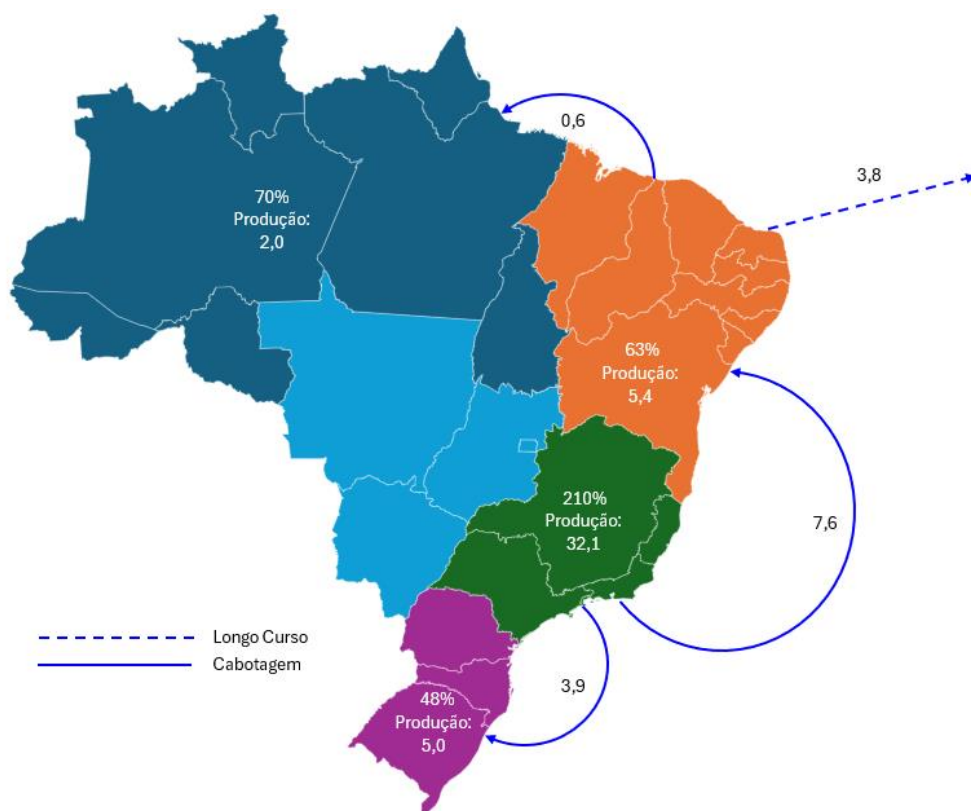
Fonte: Elaboração EPE

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. As setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

Em relação ao óleo diesel A, o Brasil segue deficitário em 2034, e projeta-se que os maiores volumes de importação sejam introduzidos no País pelas regiões Nordeste, Sudeste e Sul. As demais importações, em menores volumes, são recebidas na Região Norte.

No que tange às suas movimentações inter-regionais, a demanda de óleo diesel A da Região Norte é atendida em parte via cabotagem, pelo Nordeste. A Região Sudeste, por sua vez, recebe volumes desse combustível pelo Nordeste e transfere, sobretudo por meio do oleoduto Osbra, para a Região Centro-Oeste.

Figura 6-17 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de GLP em 2034 (mil m³/d)



Fonte: Elaboração EPE

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. As setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

No que tange ao GLP, considerando que o Brasil se tornará superavitário neste derivado no final do decênio, não há previsão de importação em 2034. A Região Norte é deficitária em GLP, sendo atendida, via cabotagem, por volumes da Região Nordeste. O excedente do Sudeste é enviado para atendimento da região Centro-Oeste pelo modo rodoviário, e para as regiões Nordeste e Sul, majoritariamente por cabotagem. Em 2034, exportações de GLP serão realizadas pela Região Nordeste.

Figura 6-18 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de QAV em 2034 (mil m³/d)



Fonte: Elaboração EPE

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. As setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

Para o QAV, em 2034, o País se mantém deficitário. A demanda da Região Norte é atendida majoritariamente via cabotagem por volumes oriundos do Nordeste. Por sua vez, o abastecimento da Região Nordeste é complementado por importações. Há ainda previsão de importações em menor volume pela Região Sudeste, que abastece o Centro-Oeste pelo modo rodoviário. A Região Sul é autossuficiente em QAV.

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel e QAV) e a cabotagem significativa de GLP, gasolina e óleo diesel exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.

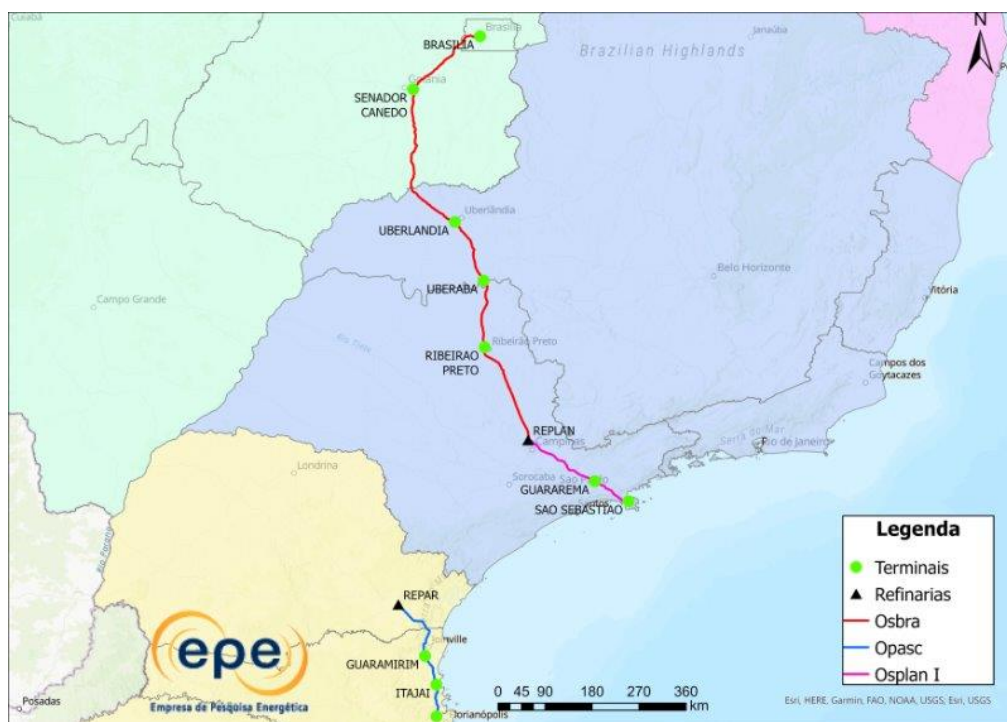
Investimentos em portos, terminais e programas de incentivo à cabotagem são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

6.3.2 Impactos das movimentações de derivados sobre a infraestrutura dutoviária

Neste item, analisam-se os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária nacional.

Os resultados indicam que alguns oleodutos de transporte de derivados podem atingir a saturação ou ficarem próximos de suas capacidades máximas no horizonte considerado do PDE 2034. Nesse sentido, a Figura 6-19 destaca o OPASC (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC), o OSBRA (Oleoduto Paulínia/SP – Brasília/DF) e o OSPLAN (Oleoduto São Sebastião/SP – Paulínia/SP).

Figura 6-19 - Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.

Não foram consideradas expansões dutoviárias relevantes no horizonte decenal em função dos desafios existentes neste mercado. Contudo, estudos preliminares da EPE, no âmbito do Plano Indicativo de Oleodutos, sinalizam que o aumento da demanda por derivados e a necessidade de abastecimento em regiões mais distantes da costa poderão representar potencial mercado para movimentação por dutos. Representam investimentos significativos (superiores a US\$ 2 bilhões), que devem ser analisados em complemento ao referido plano.

6.3.3 Principais investimentos em infraestrutura de transporte de derivados

Conforme detalhado na seção 6.2, projeta-se, ao longo do horizonte deste Plano, um aumento da demanda por combustíveis líquidos no mercado brasileiro, atendida principalmente pelo aumento das importações. Uma vez que a maior parte dessa movimentação de derivados se dará pelo modo aquaviário, torna-se importante acompanhar a expansão da capacidade de movimentação e armazenamento dos principais portos brasileiros, para que consigam suprir a demanda nacional.

A Petrobras, em seu Plano Estratégico 2024-2028, destaca os seguintes projetos da carteira de Logística: ampliação de tancagem em Senador Canedo (GO) e Uberlândia (MG) e substituição integral do Oleoduto OBATI 14” entre Barueri - São Caetano do Sul, com realocação do duto em uma nova faixa, ligando o Terminal de Barueri ao Terminal de Cubatão. Também estão previstos, como parte integrante do Programa TP 25, 16 navios de cabotagem⁹¹ com foco em eficiência energética e redução de emissões de gases de efeito estufa. Ressalta-se que o Plano da Petrobras considera o investimento de US\$ 2,1 bilhões na remoção de gargalos logísticos e na ampliação da atuação em mercados estratégicos, com segurança e eficiência neste quinquênio.

No Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) existem projetos em andamento na área de Portos e Terminais Portuários voltados para granéis líquidos e gasosos, totalizando R\$ 2,4 bilhões em investimentos, listados a seguir: MUC59 – movimentação e armazenagem de granel líquido – Porto de Mucuripe/CE, PAR50 – Arrendamento de terminal de granéis líquidos no porto de Paranaguá/PR, RDJ06 – Movimentação e Armazenagem de granel líquido do Porto do Rio de Janeiro/RJ, VDC10 – Arrendamento de terminais de granéis líquidos e sólidos no porto de Vila de Conde/PA, VDC10A – Terminal para granéis líquidos – Porto de Vila do Conde/PA, STS08 - Terminal de Granéis Líquidos e Gasosos no Porto de Santos e RDJ07 - Terminal de Apoio Logístico Offshore no Porto do Rio de Janeiro/RJ (PPI, 2024).

A empresa OT Gás Nordeste (OTGN) será responsável por um novo terminal de GLP no Porto de Suape. A criação da empresa, aprovada pelo Cade, é uma *joint venture* entre o Grupo Edson Queiroz, a Oiltanking Logística Brasil (OTLB) e a Copa Energia, com investimento de R\$ 1,2 bilhão. O terminal, que deve começar a operar em 2027, terá capacidade para armazenar 120 mil m³ de GLP, aumentando a oferta de gás na região Nordeste (Folha de Pernambuco, 2024).

⁹¹ O Programa TP 25 da Transpetro prevê aquisição de 25 navios para cabotagem na costa brasileira, contemplando gaseiros e embarcações de médio porte, visando renovar e expandir a frota da Petrobras, gerando oportunidades para a indústria naval brasileira. Os 16 navios de cabotagem previstos no Plano Estratégico 2024-2028 da Petrobras contemplam: (i) quatro navios da classe Handy, de 15 a 18 mil toneladas de porte bruto (TPB); (ii) oito navios gaseiros, de 7 a 14 mil TPB; (iii) quatro navios da classe Medium Range 1 (MR1).

Pontos Principais do Capítulo

- Os preços internacionais de petróleo seguirão com oscilações administradas pelo mercado e em meio às questões conjunturais. A partir do início da década de 2030, iniciarão uma tendência decrescente, resultante, em parte, da maior robustez na eletrificação dos modos de transporte.
- Decisões proativas de fornecimento por uma Opep+ revitalizada, em meio a uma série de incertezas de curto e médio prazo, como o ritmo da transição energética e a fragmentação geopolítica profunda, auxiliam na manutenção do equilíbrio do mercado.
- A evolução do consumo energético permanecerá atrelado a conflitos e competitividade geoeconômicas, critérios climáticos e de redução de emissões de gases de efeito estufa, e de desenvolvimento econômico, sobretudo na ampliação do acesso à energia e do ritmo de urbanização das populações mais carentes em nações em desenvolvimento.
- No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 será mais valorizado que o QAV, o que favorecerá economicamente sua produção interna.
- O Brasil consolidará a sua condição de exportador líquido de petróleo e permanecerá como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte do estudo, com destaque para as importações de óleo diesel, nafta e QAV.
- O País deverá alcançar patamar de importação de óleo diesel superior à máxima histórica, sinalizando eventual necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento.
- A oferta de óleo diesel S10 poderá ser ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrorrefino nas refinarias nacionais. Esses investimentos possibilitam maior disponibilidade de processamento de petróleo nas unidades de destilação de algumas refinarias e, consequentemente, um aumento na produção de derivados.

Pontos Principais do Capítulo

- As importações de gasolina e GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio. Ao final do período, o Brasil se tornará um exportador líquido de GLP, com destaque para a influência do crescimento menor da demanda doméstica e a elevação da oferta oriunda de UPGNs, com o processamento do gás natural nacional.
- A produção de óleo combustível permanecerá com excedentes durante o período decenal, atendendo suficientemente à demanda nacional, bem como a todo o mercado de bunker para navios estrangeiros, porém com tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte decenal.
- A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.
- Ações e programas governamentais podem dar ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente.
- Ademais, no âmbito da infraestrutura logística, outras iniciativas do Governo Federal buscam identificar e incentivar a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e promover a cabotagem no País. Investimentos em infraestrutura logística de derivados de petróleo serão primordiais para garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

7 Gás Natural

Em um contexto de aceleração global das medidas de transição energética, o gás natural tem papel fundamental na garantia da segurança energética do Brasil nos médio e longo prazos. Embora este energético tenha origem não renovável, a sua queima emite menos carbono e poluentes atmosféricos do que o carvão, o diesel e o óleo combustível. Assim, o gás natural contribui para redução do efeito estufa e outros fenômenos climáticos causados pela poluição atmosférica.

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos estudos referentes às projeções da oferta, da demanda e dos preços de gás natural, bem como dos projetos de infraestrutura desse energético no Brasil, no período de 2024 a 2034.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente, em construção e prevista. Em seguida, são apresentadas as perspectivas de preços de gás natural, a projeção de demanda de gás natural no Brasil (composta pela demanda não termelétrica e pela demanda termelétrica), a previsão de oferta de gás natural no Brasil (composta pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da malha integrada de gasodutos de transporte e, ainda, a respectiva simulação termofluido-hidráulica. Finalmente, são apresentadas as estimativas dos investimentos previstos, no período em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte, escoamento e processamento de gás natural no País.

O presente estudo incorpora a evolução do mercado de gás natural em andamento no Brasil por meio do Programa Gás para Empregar, instituído através da Resolução CNPE nº 1/2023, no qual a EPE tem exercido um papel importante. Este Programa tem como objetivos promover um melhor aproveitamento do gás natural produzido no País e incentivar o processo de reindustrialização nacional através do gás produzido no País. O Programa visa, também, ao aumento da produção nacional de gás, gerando emprego e renda e trazendo segurança energética. Outra meta de destaque é aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos (MME, 2023a).

A presente versão do PDE considera a continuidade dos avanços iniciados com a publicação de um novo marco legal para a indústria do gás natural do País, a partir da Lei nº 14.134 (Lei do Gás), de 8 de abril de 2021, e do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, bem como incorpora os diagnósticos do Grupo de Trabalho instituído no Programa Gás para Empregar.

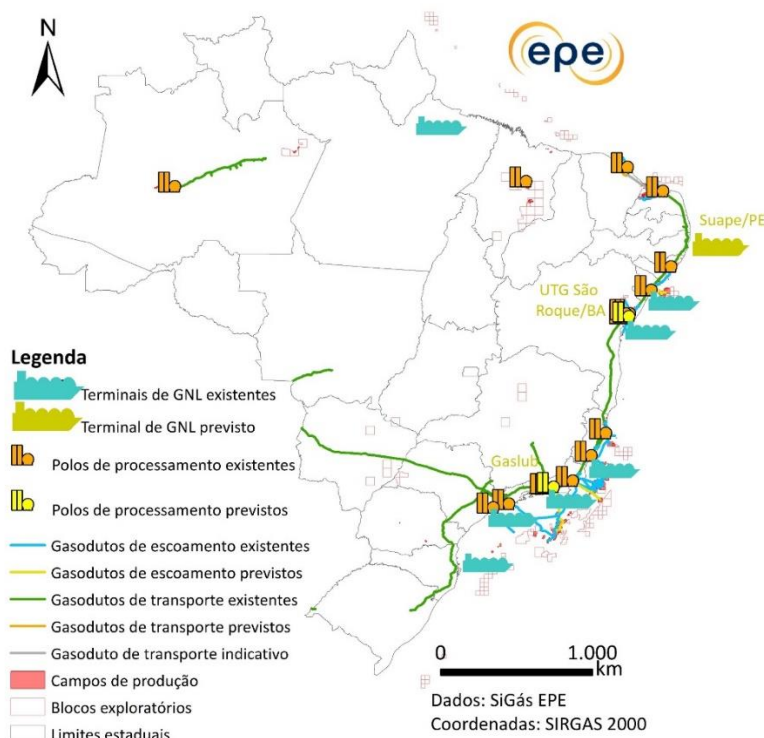
7.1 Infraestrutura

Neste capítulo são apresentadas as principais características da infraestrutura de gás natural brasileira conforme ilustrado no mapa da Figura 7-1.

Sobre os novos projetos de dutos de escoamento *offshore*, no Nordeste, destaca-se o Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP I e II) da Petrobras, que prevê a produção a partir de dois navios FPSO (*floating production, storage and offloading*) com capacidades de 10 e 12 milhões de

m³/dia, respectivamente. O projeto tem capacidade para disponibilizar 18 milhões m³/dia de gás e envolve a construção de um gasoduto de escoamento com 134 km de extensão, sendo 111 km no mar e 23 km em terra (PETROBRAS, 2024a), com previsão de entrada em operação em 2029 (PETROBRAS, 2023a; EPBR, 2023a). Na Região Sudeste, destaca-se o projeto Raia, que inclui os campos de Raia Manta e Raia Pintada, ambos da Equinor, e compreende três descobertas do Pré-sal: Pão de Açúcar, Gávea e Seat. Nesse projeto, um navio FPSO irá processar e especificar o gás natural, que será movimentado por um gasoduto *offshore* de 200 km até as proximidades da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Cabiúnas/RJ (UTGCAB). A capacidade de exportação de gás é de 16 milhões de m³/dia e a entrada em operação está prevista para 2028 (EQUINOR, 2023).

Figura 7-1 - Infraestrutura de oferta, escoamento, processamento e transporte de gás natural



Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Devido à escala do mapa, algumas instalações próximas entre si podem não estar distinguíveis.
- (2) O projeto indicativo representado no mapa se refere à categoria “*business as usual*”, conforme apresentado na Seção 7.7

Após o escoamento, o gás natural é processado em 12 polos de processamento de gás natural em operação⁹² (ANP, 2024a), totalizando a capacidade operacional de processamento de cerca de 98,7 milhões de m³/dia, sendo 70,2 milhões de m³/dia na Região Sudeste⁹³; 16,3 milhões de m³/dia na Região Nordeste e 12,2 milhões de m³/dia na Região Norte.

No Sudeste, foi considerado o Complexo de Energias Boaventura⁹⁴ atrelado ao gasoduto de escoamento Rota 3, ambos com entrada em operação prevista até o final de 2024 (AGÊNCIA INFRA, 2024). Em janeiro de 2023, entraram em operação comercial os contratos de processamento na UPGN de Cabiúnas/RJ (UTGCAB) e Caraguatatuba/SP (UTGCA), celebrados entre a Petrobras e as empresas Shell e Petrogal Brasil, respectivamente (PETROBRAS, 2024b).

No Nordeste, destaca-se que a PetroRecôncavo planeja a construção da UTG São Roque/BA⁹⁵, com capacidade de processamento de 400 mil m³/dia (CVM, 2023).

Destaca-se que, em 2023, a EPE elaborou o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE 2023⁹⁶, no qual estudou oito projetos indicativos de gasodutos de escoamento⁹⁷ (cerca de 1.500 km), dos quais seis seriam conectados a unidades de processamento (cerca de 80 milhões de m³/dia) enquanto dois considerariam o processamento nas plataformas de produção *offshore* (EPE, 2024b).

A Figura 7-2 apresenta os projetos indicativos de gasodutos de transporte, gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL estudados em todas as edições de planos indicativos da EPE.

⁹² As UPGNs Atalaia/SE, Candeias/BA e RPBC/SP tiveram suas autorizações de operação revogadas, respectivamente, pelo: (i) Despacho SPC-ANP nº 1.060, de 20 de setembro de 2021; (ii) Despacho SPC-ANP nº 444, de 6 de abril de 2022 e (iii) Despacho SPC-ANP nº 1.581, de 26 de dezembro de 2023, reduzindo o número de UPGNs existentes consideradas no PDE 2034 (12), em relação ao PDE 2032 (15).

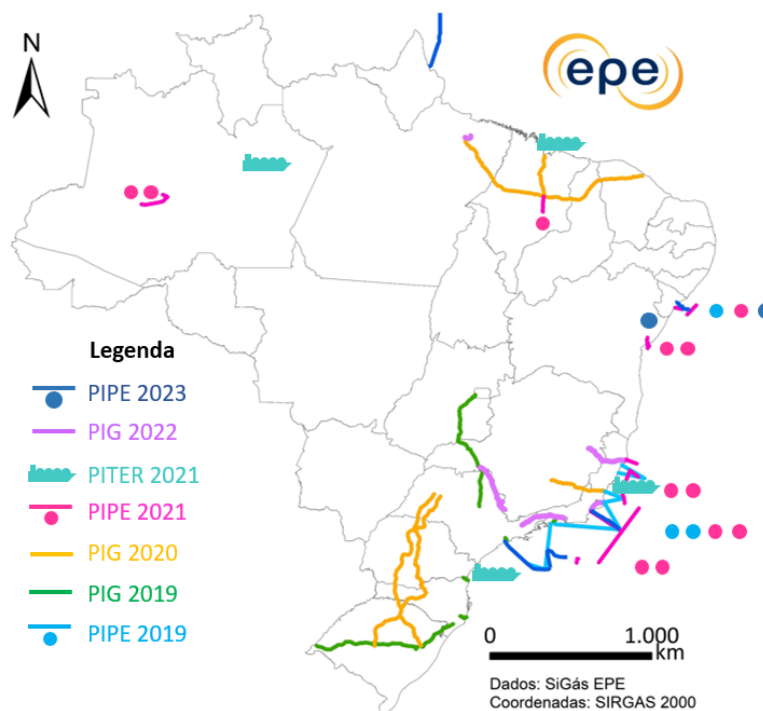
⁹³ A planta de processamento de Cabiúnas/RJ (UTGCAB) possui a maior capacidade, com 25,2 milhões m³/dia. Como destaque para a Região Sudeste, em setembro de 2023, o volume total de gás processado nas plantas de Caraguatatuba/SP e de Cabiúnas/RJ, ambas operadas pela Petrobras, foi igual a 28,9 milhões m³/dia, batendo o recorde do Pré-sal da Bacia de Santos, que havia sido de 27,3 milhões m³/dia em março de 2022 (AGÊNCIA BRASIL, 2023).

⁹⁴ As obras da UPGN do Complexo de Energias Boaventura, que estavam paralisadas desde junho de 2022, foram retomadas em março de 2023 (PETROBRAS, 2023c).

⁹⁵ Essa planta escoará as produções dos campos Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro e prevê a entrega de gás diretamente na malha de distribuição da Bahiagás (CVM, 2023).

⁹⁶ Os investimentos seriam de aproximadamente R\$ 24 bilhões e o potencial estimado de geração de quase 67 mil empregos, com um provável impacto de mais de R\$ 14 bilhões no PIB do Brasil (0,15%), com base em todas as alternativas estudadas no plano indicativo (EPE, 2024b).

⁹⁷ Dentre os 8 projetos analisados, 5 são baseados em volumes de gás natural provenientes do Pré-sal, 3 são baseados em volumes de gás natural provenientes do Pós-Sal e 1 projeto de gás *onshore* (EPE, 2024b).

Figura 7-2 - Projetos estudados nos planos indicativos (PIPE, PIG e PITER)

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Algumas alternativas de gasodutos estudadas competiriam entre si e poderiam ser excludentes.

Quanto aos gasodutos de transporte, há 9.409 km em operação (MME, 2023b), abrangendo todas as regiões, bem como outros 11 km do gasoduto de transporte GASIG já construído e operando, localizado entre os municípios de Itaboraí/RJ e Guapimirim/RJ, conectado ao Complexo de Energias Boaventura. O GASIG possui 24 polegadas e capacidade de 18,2 milhões de m³/dia, e teve autorização de operação publicada em 29/05/2024 (DOU, 2024a).

Os dutos localizados nas Regiões Nordeste e Sudeste, bem como os gasodutos GASBOL (2.593 km) e Uruguaiana-Porto Alegre - trecho 3 (25 km) formam a denominada Malha Integrada. Por outro lado, os gasodutos Lateral-Cuiabá (283 km), Uruguaiana-Porto Alegre - trecho 1 (25 km), Urucu-Coari/GARSOL (280 km) e Coari-Manaus/GASCOM (384 km) são considerados sistemas isolados que totalizam 972 km.

Entre os projetos de gasodutos de transporte previstos⁹⁸, destacam-se: o GASFOR II (trecho Horizonte-Caucaia) e o gasoduto de conexão do Terminal de GNL Sergipe à malha de gasodutos de transporte da TAG. Ambos estão em construção, com expectativa de entrar em operação em 2024.

⁹⁸ No Comitê 2 (Acesso ao Mercado de Gás Natural) do Programa Gás Para Empregar (MME, 2023a), as empresas transportadoras de gás natural e associações de agentes apresentaram projetos de infraestrutura previstos nos próximos anos.

O gasoduto Conexão Terminal Sergipe (CT Sergipe) prevê a conexão por gasoduto do terminal de GNL do Porto de Sergipe à malha integrada da TAG. O gasoduto será bidirecional, com 24 polegadas e 25 km de extensão e capacidade para transportar 14 milhões de m³/dia (DOU, 2023a). A obra possui Licença Prévia (LP) e Licença de Instalação (LI) concedidas pela Administração Estadual do Meio Ambiente (ADEMA) (ADEMA, 2024).

O GASFOR II (trecho Horizonte-Caucaia) tem 83 km e vazão de 6 milhões de m³/dia. Esse gasoduto prevê a desativação de um trecho do GASFOR I. A licença de operação (LO) foi requerida ao IBAMA em novembro de 2023 (DOU, 2023b).

Com o objetivo de obter cerca de R\$ 600 milhões para a construção do GASFOR II e do gasoduto de conexão do Terminal de Regaseificação de GNL em Barra dos Coqueiros/SE⁹⁹, em dezembro de 2023 a TAG registrou, na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a emissão de debêntures (TAG, 2023a).

A conexão do terminal de GNL de Porto do Açu/RJ à malha integrada de gasodutos encontra-se na etapa de avaliação entre 2 alternativas de gasodutos bidirecionais: GASINF com a NTS¹⁰⁰ (NTS, 2023a) ou GASOG com a TAG (PORTO DO AÇU, 2023; EPBR, 2023b).

A alternativa GASINF teria 105 km, 24 polegadas de diâmetro e capacidade de movimentação de gás de 10 milhões de m³/dia no sentido Porto do Açu/RJ – Cabiúnas e 12,6 milhões de m³/dia no sentido contrário. Este projeto apresenta possibilidade de expansão para 18 milhões de m³/dia em ambos os sentidos (NTS, 2023b).

A alternativa de gasoduto GASOG teria 45 km de extensão e capacidade de movimentação de 10 milhões de m³/dia no sentido Porto do Açu/RJ – malha TAG. Este duto teria, ainda, uma capacidade entre 12 e 18 milhões de m³/dia no sentido contrário (TAG, 2022a). Conforme anunciado em agosto de 2023 pela Prumo Logística, *holding* responsável pelo Porto do Açu, os estudos de conexão do Porto do Açu à malha integrada de gasodutos devem ser desenvolvidos por 2 anos até a decisão de investimento (PORTO DO AÇU, 2023).

Em Santa Catarina, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e a Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS) assinaram, em agosto de 2023, o contrato de conexão para a construção e operação do novo ponto de saída Siderópolis de 1,8 milhão de m³/dia e previsão de operação no final de 2025 (TBG, 2023; DOU, 2024b).

Sobre a infraestrutura para o recebimento e a movimentação de gás natural importado, há 7 terminais de regaseificação de GNL construídos, sendo eles, da direção sul para a norte do País: Terminal Gás Sul/SC (TGS), Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP)¹⁰¹; Baía de Guanabara/RJ, Porto do Açu/RJ, Baía de Todos os Santos/BA, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA.

⁹⁹ Em abril de 2023, a ANP autorizou a TAG a construir a fase 1 do gasoduto Terminal Sergipe, com 25 km e 24 polegadas, interligando-o ao gasoduto Catu-Pilar existente (DOU, 2023a).

¹⁰⁰ Adicionalmente em relação aos projetos de gasodutos, a NTS realizou uma consulta ao mercado, no final de 2023, para validar as curvas de oferta e demanda de gás na malha interligada NTS-TBG e dimensionar o projeto Corredor Pré-Sal Sul no intervalo de 2024 a 2033 (NTS, 2023b).

¹⁰¹ O Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP) iniciou sua operação em abril de 2024 e logo a seguir teve sua operação suspensa pela ANP (ASPACER, 2024).

Os terminais anteriores possuem, respectivamente, as seguintes capacidades de regaseificação em milhões de m³/dia: 15, 14, 20, 14, 20, 21 e 15 (DOU, 2024c; DOU, 2024d; MME, 2023b).

Entre os terminais de regaseificação de GNL, destaca-se a entrada em operação dos projetos de Barcarena (AGÊNCIA GOV, 2024a) e do Gás Sul (TGS) (NFE, 2024a) e a descontinuidade das operações do terminal de Pecém/CE (CIPP, 2023).

O Terminal de Barcarena/PA está localizado na Baía do Marajó e prevê o atendimento das demandas da Hydro Alunorte e da usina termelétrica Novo Tempo, em construção pela New Fortress Energy (NFE), com capacidade de geração de 630 MW e previsão de inauguração em 2025 (AGÊNCIA GOV, 2024a). Além disso, a NFE prevê a construção de uma usina termelétrica de 1,6 GW, a ser localizada próximo a este terminal e cuja operação está prevista para acontecer em 2026. Essa nova usina é resultante da aquisição do contrato de reserva de capacidade do projeto Portocem (NFE, 2024b), que antes seria construído nas proximidades do terminal de regaseificação de GNL em Pecém/CE, cujas operações da Petrobras foram descontinuadas em 2024 (CIPP, 2023).

O Terminal Gás Sul (TGS) está localizado em São Francisco do Sul/SC e inclui a construção de um gasoduto de 33 km e 20 polegadas para a conexão com o GASBOL (NFE, 2024a). Sobre os terminais da Petrobras em operação, a empresa contratou, em outubro de 2023, o FSRU Excelerate Sequoia, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia e disponibilidade para operar por 10 anos nos terminais da Bahia (TR-BA) e da Baía de Guanabara (TR-BGUA) segundo (PETROBRAS, 2023b).

O projeto do terminal de GNL Suape/PE foi considerado previsto e terá capacidade de regaseificação de até 14 milhões de m³/dia (ONCORP, 2023) e investimentos de R\$ 300 milhões para abastecer a usina TermoPernambuco, da Neoenergia e demandas da Copergás (EPBR, 2023d). No Maranhão, a Eneva recebeu da ANP a autorização de construção da Unidade de Liquefação de Gás Natural (UGNL) com capacidade de liquefação de 680.000 m³/dia (DOU, 2023c).

Além dos terminais de regaseificação de GNL, a oferta importada de gás natural pode ocorrer por meio de três gasodutos de transporte internacionais¹⁰² (MME, 2023b). Sobre a expansão da malha de gasodutos de distribuição, existem, entre outros, projetos nos seguintes estados: Minas

¹⁰² O gasoduto Lateral Cuiabá, com extensão de 267 km, recebe gás boliviano no município de Cáceres/MT; o GASBOL, com extensão de 2.593 km, que movimenta gás do mesmo país a partir do município de Corumbá; e o GASUP (gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre), da TSB (Trecho 1), de 25 km que recebe gás argentino no município de Uruguaiana/RS (MME, 2023b).

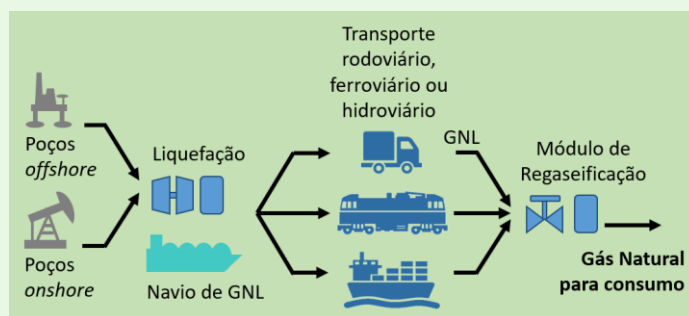
Gerais¹⁰³, Santa Catarina¹⁰⁴, Mato Grosso¹⁰⁵ e Pará¹⁰⁶, cujas demandas de gás natural compõem o escopo do item 7.3.

Box 7.1

GNL de pequena escala: alternativa para a expansão do mercado de gás natural

Uma das alternativas para a movimentação de gás natural em áreas mais afastadas da malha de gasodutos de transporte é o modelo de GNL de pequena escala (em inglês, *small scale LNG – SSLNG*), cuja configuração está representada na Figura 7-3. O GNL de pequena escala é uma alternativa relevante em países, como o Brasil, que possuem grandes extensões territoriais, elevadas demandas energéticas e dificuldades construtivas para a expansão das redes de gasodutos de transporte.

Figura 7-3 – Etapas do GNL em pequena escala a partir de poços produtores ou cargas de GNL de navios



No início de 2024, a Eneva, a Scania e a Virtu GNL firmaram contratos para desenvolver um corredor de caminhões movidos a GNL nas Regiões Norte e Nordeste. A Eneva fornecerá o GNL que será usado no transporte de cargas, a Scania será responsável pela frota de caminhões e a Virtu GNL manterá as operações dos caminhões e dos postos de abastecimento. Com autonomia de mais de 700 km, os caminhões a GNL possuem como vantagens a operação mais silenciosa e a redução de poluentes emitidos para a atmosfera. A primeira fase do projeto será iniciada pela Rota do Matopiba, atravessando o Maranhão, o Tocantins, o Piauí e a Bahia, de produtos movimentados pelo Porto de Itaqui, em São Luís/MA. A Virtu GNL implantará dois postos de abastecimento nos municípios de Presidente Dutra/MA e Balsas/MA com investimento inicial de R\$ 180 milhões (ENEVA, 2024).

¹⁰³ Em março de 2024, a GASMIG iniciou as obras do gasoduto Centro-Oeste que tem previsão de duração de 2 anos e atravessará inicialmente 8 municípios e prevê a ampliação do sistema em cerca de 300 km. O atendimento dos primeiros clientes está previsto para o primeiro semestre de 2025. Existe a possibilidade de expansão futura da malha até o Triângulo Mineiro. Trata-se do maior projeto de expansão da GASMIG desde 2010 quando as obras dos gasodutos Vale do Aço e Sul de Minas foram concluídas (GASMIG, 2024).

¹⁰⁴ A Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS) possui 1.541 km de rede construída e prevê o aumento de 91 km em 2024 (SCGÁS, 2024).

¹⁰⁵ Em Cuiabá/MT, a construção de 39 km de gasodutos e a interligação ao ramal da MTGás foram concluídas (SECOM-MT, 2023).

¹⁰⁶ A Companhia de Gás do Pará planeja começar a distribuição no primeiro trimestre de 2024 a partir do Terminal de GNL em Barcarena/PA. A empresa Hydro Alunorte foi a primeira cliente da Gás do Pará e irá receber o combustível por um gasoduto de 1 km e 26 polegadas (GAS DO PARÁ, 2024).

Box 7.1**GNL de pequena escala: alternativa para a expansão do mercado de gás natural**

No contexto fiscal, a Unidade de Liquefação de Gás Natural do Parque dos Gaviões - SSLNG Parnaíba obteve a habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) de acordo com o estabelecido na Portaria MME nº 65/2023 (DOU, 2024e). Essa portaria permitiu a inclusão no REIDI de projetos relacionados ao processamento de gás natural em qualquer estado físico, incluindo a liquefação de gás natural e a regaseificação de GNL (MME, 2023c). Anteriormente, os projetos que estavam incluídos no REIDI eram: dutovias de transporte de combustíveis, dutovias de transferência de combustíveis, gasodutos sob regulação da ANP, gasodutos para a prestação dos serviços locais de gás canalizado, produção de gás natural não-associado, produção de biometano e processamento de gás natural segundo a Portaria Normativa nº 19/GM/MME/2021 (MME, 2021a).

Na Região Sudeste, a Compass pretende vender o GNL do TRSP, no Porto de Santos/SP, para clientes empresariais no interior do País (EPBR, 2023c). Na região Sul, o projeto da UTE Trombudo/SC vencedor do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, de 28 MW, será abastecido por GNL recebido no Porto de Navegantes/SC e movimentado por caminhões até a usina, cuja operação está prevista para 2026 (BETA PRODUTORA DE ENERGIA, 2024).

Para maiores informações sobre o tema, recomenda-se a leitura da Nota Técnica GNL de Pequena Escala: estudo de caso no Brasil, que foi publicada pela EPE em novembro de 2022. Esse documento apresenta o modelo de negócio, a aplicabilidade no Brasil, as estimativas de custos e um estudo de caso entre os estados do Ceará e do Maranhão (EPE, 2022a).

7.2 Preços

A conjuntura mundial na indústria de gás natural nos últimos anos perpassou a recuperação da demanda pós-Covid, aperto pelo lado da oferta; guerra Rússia-Ucrânia; volatilidade nos preços do gás e elevados preços de energia na Europa e na Ásia. Em 2023, os mercados internacionais de gás natural se adaptaram após essas perturbações. Os principais preços de gás natural no mundo se reduziram entre 60% e 70% em relação aos níveis de 2022¹⁰⁷, influenciados especialmente pela desaceleração da demanda europeia por GNL, porém ainda apresentaram volatilidade.

Entre o segundo semestre de 2021 e o segundo semestre de 2022, as necessidades da União Europeia (UE) para reposição dos seus níveis de armazenamento e substituição do gás russo importado por gasodutos haviam provocado uma competição acirrada por cargas que antes eram preferencialmente direcionadas ao mercado asiático. Essas condições foram aliviadas no segundo semestre de 2023, na sequência de invernos amenos em 2022-2023 e 2023-2024, acompanhados da redução do consumo de gás pela indústria e dos recordes nas exportações de GNL dos Estados Unidos (EUA).

¹⁰⁷ Em 2022, os preços médios do gás na Europa e na Ásia ficaram entre US\$ 29 e US\$ 42/MMBtu, e média de US\$ 6,45/MMBtu no Henry Hub. (EIA, 2024a; S&P Global, 2024; ICE, 2024; JOGMEC, 2024)

No primeiro trimestre de 2024, os patamares de preços do gás se reduziram ainda mais, principalmente em decorrência dos confortáveis níveis de armazenamento de gás na UE e na Ásia. Nessas regiões, os preços médios em abril de 2024 estavam entre US\$ 9 e US\$ 10 por milhão de BTUs (MMBtu)¹⁰⁸, enquanto nos EUA, os preços médios no Henry Hub atingiram US\$ 1,60/MMBtu (EIA, 2024a; S&P Global, 2024; ICE, 2024; JOGMEC, 2024). Além disso, o cenário macroeconômico de juros altos e crescimento moderado contribui para uma tendência de preços moderados no curto prazo. No campo geopolítico, o mercado de gás natural se acomodou aos impactos do conflito Rússia-Ucrânia, enquanto a tensão na Faixa de Gaza teve efeitos pontuais em alguns mercados regionais de gás durante curto período. Por outro lado, um inverno mais rigoroso no hemisfério norte e/ou outros eventos climáticos extremos podem acentuar a volatilidade nos preços.

Nesse contexto diversos países realizaram ações em prol da segurança energética, ressaltando a importância do GNL como fonte essencial para garantia de suprimento e flexibilidade nas matrizes energéticas no horizonte decenal. Todavia, a evolução desse papel do gás no mundo entre 2030 e 2035 dependerá bastante da efetivação, nos próximos anos, das ações de transição energética em andamento e as anunciadas. Inclusive, no curto prazo, não se descarta que alguns países (em especial onde a transição energética está em estágio menos avançado, como nos países emergentes da Ásia) poderiam substituir o gás natural por um combustível mais poluente em casos de ameaça à sua segurança energética e/ou ocorrência de perturbações que possam elevar significativamente os preços do gás. Ainda assim, investimentos em infraestruturas de gás natural são observados para garantia de segurança energética ao longo do horizonte de estudo, mesmo em países com ações anunciadas e em andamento para a transição energética e redução do uso de combustíveis fósseis.

No Brasil, a evolução da indústria de gás natural tem acompanhado, principalmente, as implementações dos marcos legal e regulatório para a abertura do mercado nacional, bem como as conjunturas nos mercados internacionais, cujas complexidades adicionam requisitos sobre as análises que apoiam o desenvolvimento do mercado de gás no País. A entrada de novos supridores no mercado de gás natural após a edição da Lei nº 14.134/2021 representou uma ampliação nas modalidades de contratação, trazendo maior diversidade de condições de entrega e precificação na comercialização de gás natural, conforme avaliação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2023b). Desde 2022, observou-se o surgimento de novos contratos com quantidade flexível e com opções no preço, além das tradicionais formas “firme” e “interruptível”.

Os contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os comercializadores e as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) de gás canalizado para atendimento a mercados cativos no Brasil estão disponíveis publicamente, conforme divulgação feita pela ANP. Nos contratos vigentes¹⁰⁹, quase a totalidade das fórmulas de preços da molécula de gás natural

¹⁰⁸ 1 MMBtu corresponde a um milhão de unidades térmicas britânicas (BTU). O uso de dois “M” para representar um milhão se tornou comum internacionalmente para representar o conteúdo energético do gás natural.

¹⁰⁹ Baseado no levantamento dos contratos publicados pela ANP, realizado pela EPE em maio de 2024.

apresenta indexação ao petróleo *Brent* e/ou ao gás *Henry Hub*¹¹⁰, tendo o primeiro uma preponderância seja em termos de quantidade de contratos ou volumes contratados de gás.

Nesse contexto de diversidade na comercialização de gás no Brasil, foram aprimoradas as metodologias de projeções de preços vigentes nos estudos da EPE, visando a sinais de preço para o gás movimentado na malha integrada. São utilizadas informações públicas de preços, volumes comercializados e nível de concorrência no Brasil, representado pelo *market share*¹¹¹ dos agentes, entre outras. A projeção para o horizonte decenal se apoia nas perspectivas dos estudos da EPE sobre a evolução da competitividade, a inclusão de novos agentes e novos investimentos. Com base em projeções de preços internacionais de petróleo e de gás natural, apoiadas em discussões sobre as novas dinâmicas do mercado brasileiro, buscou-se elaborar estimativas de preços do gás natural nos pontos de entrega (*citygates*) da malha integrada no horizonte até 2034.

Os **Preços de Gás Natural no Citygate** (PGC) consideram os preços de molécula praticados pelos agentes comercializadores e suas respectivas participações no mercado brasileiro de gás natural, além de uma tarifa de transporte postal. No ano base, são considerados os contratos vigentes em abril de 2024 e ao longo do horizonte não são considerados possíveis impactos de programas governamentais de incentivo ao gás natural. Os indexadores que balizam os preços ao longo do período de projeção são o *Brent* e o *Henry Hub*. Para o *Brent*, utilizou-se a trajetória de referência da projeção elaborada pela EPE apresentada no Capítulo 6. Para o *Henry Hub*, foram utilizadas estimativas elaboradas pela EPE com base em projeções de curto e longo prazo da EIA – *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2024b; EIA, 2023).

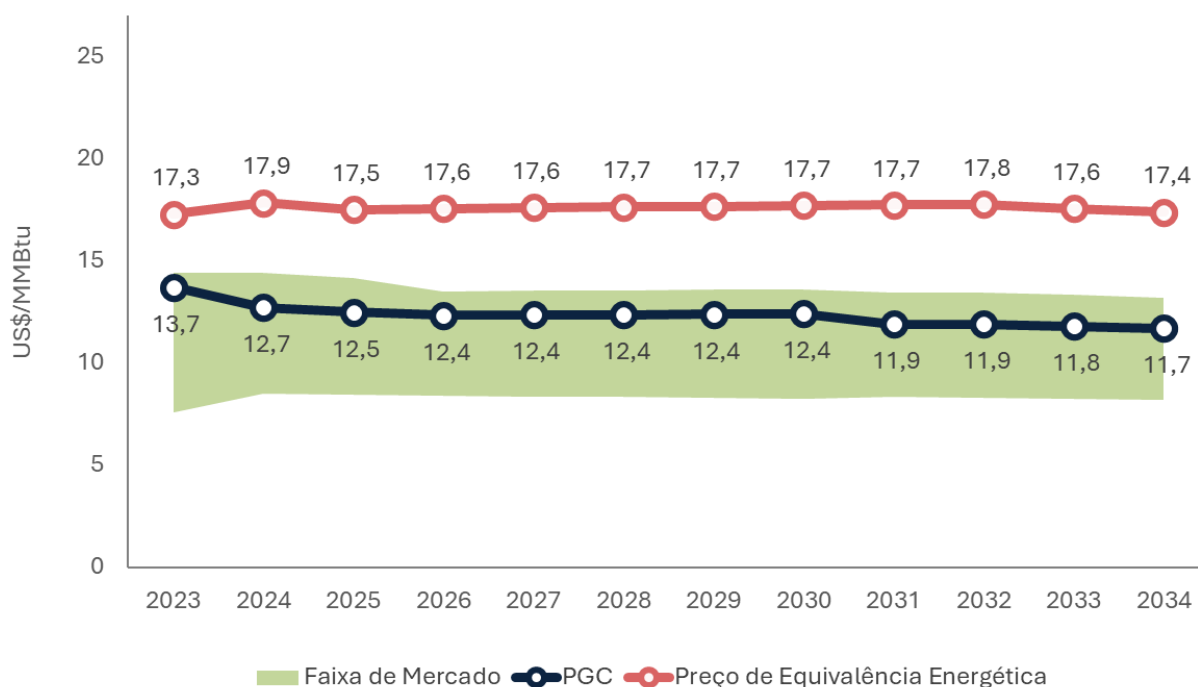
As projeções para o PGC estão na Figura 7-4, no qual também são apresentadas duas curvas de referências de preços para o gás natural:

- A **Faixa de Mercado** corresponde a um intervalo cujos limites superior e inferior representam a evolução dos maiores e menores preços de gás nos contratos até 2034.
- O **Preço de Equivalência Energética**, refere-se ao preço de uma quantidade de petróleo necessária para produzir 1 MMBtu. Baseia-se no petróleo tipo *Brent* e é acrescido da tarifa de transporte para fins de comparação com o PGC.

¹¹⁰ Alguns contratos apresentam fórmulas de preços fixos ou corrigidos parcialmente pela variação do óleo combustível.

¹¹¹ Participação dos agentes na comercialização de gás natural.

Figura 7-4 - Preços de Gás Natural no Citygate



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: As projeções dos preços foram referenciadas na data base de abril de 2024.

Esse conjunto de curvas de preços pode ser considerado como referência para as estimativas realizadas no âmbito dos estudos para este ciclo do PDE. Trajetórias alternativas podem ser analisadas variando-se diversos parâmetros e premissas admitidos na construção do PGC e da Faixa de Mercado. Neste sentido, variações primárias podem ser obtidas utilizando-se diferentes projeções de preços para o *Brent* e/ou para o *Henry Hub*, ou ainda, da tarifa de transporte, conforme apresentado na Nota Técnica metodológica constante nos estudos para o PDE 2034 (EPE, 2024a).

Os avanços no processo de abertura do mercado brasileiro de gás natural, bem como a evolução dos fundamentos dos mercados mundiais de óleo e gás, alinhados aos contextos de transição e segurança energética e mudanças climáticas, são aspectos que poderão promover mudanças nas formas de contratação de gás natural no horizonte. Eventuais políticas públicas de incentivo ao mercado e modificações tributárias sobre produtos e serviços da indústria de petróleo e gás natural no Brasil também poderão influenciar as trajetórias dos preços no horizonte. A importação de gás natural proveniente da Bolívia e da Argentina, a preços competitivos, também pode impactar a trajetória de preços.

A precificação do gás natural por indexação predominante aos preços do petróleo é passível de migração para uma indexação a preços de gás, por meio do aumento da competição e da diversificação da oferta, com reduções potenciais nos preços do gás. Contudo, a volatilidade nos preços internacionais de gás natural, bem como as questões estruturais relacionadas ao desenvolvimento da demanda e ao papel do GNL e do biometano na oferta no Brasil, também contribuem para as incertezas nesse novo ambiente de comercialização.

Embora se apresentem desafios no curto e no médio prazo, relacionados aos preços e às dinâmicas da indústria mundial de gás, são esperados benefícios para o setor de gás brasileiro por meio do acesso a volumes de gás natural com preços competitivos, contribuindo para o crescimento do mercado nacional. Além disso, as medidas propostas pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), após sua efetiva implementação, podem produzir resultados que influenciarão os preços de gás natural, podendo impactar a trajetória de preços nos próximos anos.

7.3 Demanda

A demanda de gás natural no País está dividida em quatro categorias de consumo principais:

- Consumo energético dos setores industrial, residencial, comercial e de transporte (GNV - Gás Natural Veicular e GNL – Gás Natural Liquefeito);
- Consumo energético e não-energético (matéria-prima) para o setor de *downstream* (refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados – FAFENs);
- Consumo energético do sistema de gasodutos de transporte (Gás de Uso do Sistema – GUS); e
- Consumo energético de usinas termelétricas (UTES).

7.3.1 Demanda Não Termelétrica

Conforme metodologia aplicada nas versões anteriores do PDE, a demanda de gás natural para os setores industrial, residencial, comercial e de transporte foi elaborada utilizando consulta junto às CDLs. Essas empresas forneceram os dados por meio do sistema INFOGÁS (EPE, 2024c). As informações enviadas pelo mercado foram avaliadas conjuntamente com as projeções de variação de PIB.

Para o setor industrial, consideraram-se os seguintes segmentos: Cimento, Ferro Gusa e Aço, Ferro Ligas, Mineração e Pelotização, Não Ferrosos e Outros Metalúrgicos, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose, Cerâmica, Vidro e Outras Indústrias. Os dados relacionados ao setor Transporte enviados pelas CDLs foram integrados às estimativas de demanda já elaboradas pela EPE, abrangendo GNV para o segmento de caminhões e automóveis e GNL para caminhões e *bunker* marítimo.

A demanda de gás natural para o setor de *downstream* foi projetada levando em consideração as premissas:

- Consumo máximo: a projeção considera a capacidade máxima instalada das unidades. Assim, visa-se a avaliar a garantia de atendimento à demanda máxima em cenários mais restritivos;

- Integração de informações sobre novas unidades: foi considerada a entrada em operação de novas unidades, ampliação de algumas já existentes, bem como a hibernação e retorno de instalações à operação no horizonte estudado.

Para a parcela *downstream*, foi considerada, para este ciclo do PDE, a retomada de operação da FAFEN-PR¹¹² em 2025 e a início de operação da FAFEN Três Lagoas/MS em 2028. Além disso, foram consideradas as ampliações do parque de refino no Brasil que incluem consumo incremental de gás natural devido ao *revamp* de unidade de HDT de Diesel na REDUC e REVAP, nova HDT de Diesel na REPLAN, nova unidade SNOX e 2º Trem da RNEST. Além disso, considera-se o consumo de gás nas unidades de lubrificantes do Complexo de Energias Boaventura.

Para o Gás de Uso do Sistema foram considerados como base, para todo o período de projeção, os volumes consolidados no Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2023d).

7.3.2 Demanda Termelétrica

A demanda de gás natural para usinas termelétricas (a gás natural ou a bicomcombustíveis) leva em conta a operação das instalações existentes, a saída das UTEs por término de contratos no horizonte do estudo, e a contratação de novas UTEs. Para fins de balanço, são considerados os volumes máximos que podem ser consumidos pelas UTEs, caso estas sejam despachadas (demanda termelétrica máxima), bem como também são apresentados seus consumos na situação de despacho esperado (demanda termelétrica média¹¹³) para fins de comparação.

É prevista, no horizonte do estudo, a entrada em operação das seguintes UTEs vencedoras de leilões de energia: GNA III, Barcarena, Portocém, Trombudo e Oeste de Canoas I (MME, 2024). Também são previstas a entrada em operação das UTEs Azulão, Azulão II, Azulão IV e Manaus I, vencedoras do leilão de reserva de capacidade na forma de energia ocorrido no ano de 2022. Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que se trata de demanda que ainda não foi objeto de leilões de energia elétrica.

Com relação às demandas indicativas, para as usinas termelétricas relacionadas ao atendimento dos dispositivos da Lei nº 14.182/2021, adotaram-se duas premissas distintas. Para as regiões Sudeste e Nordeste, considerou-se que estas UTEs seriam conectadas à malha integrada, devido à maior infraestrutura de gás natural na região. Já para as demais regiões, considerou-se que estas UTEs indicativas estariam como sistemas isolados, visto que as localidades ainda não são abastecidas com gás natural ou não se encontram conectados à malha integrada. Por fim, as demais demandas termelétricas indicativas (não relacionadas à

¹¹² Para a FAFEN-PR foi considerado o consumo de gás natural somente para fins energéticos, uma vez que esta unidade utiliza RASF (resíduo asfáltico) proveniente da REPAR como matéria-prima.

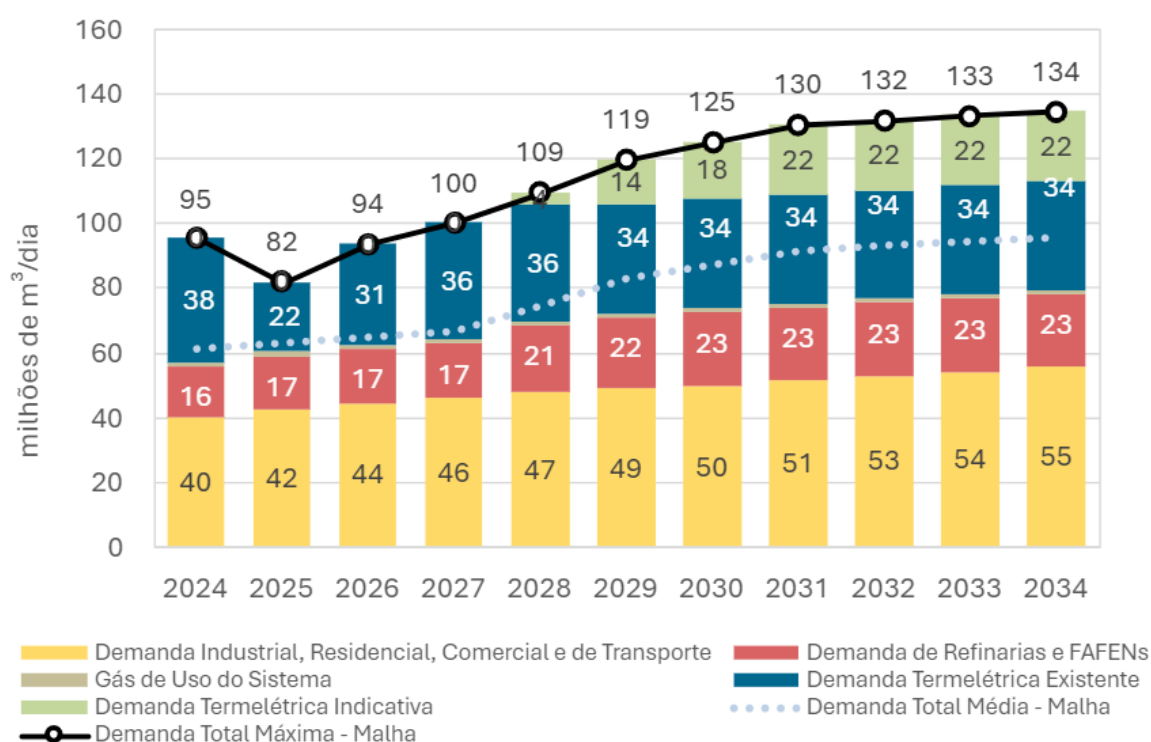
¹¹³ Representa o volume de gás natural que se altera em função das necessidades de despacho ao longo dos anos, entre situações de demanda máxima (com despacho total das UTEs) e demanda “mínima” (despacho de UTEs igual à inflexibilidade contratual).

Lei nº 14.182/2021) foram consideradas como não interligadas à malha integrada de gás natural para fins de premissa deste PDE.

7.3.3 Projeções de Demanda

A projeção da demanda de gás natural foi calculada somando-se as projeções de demanda não termelétrica às projeções de demanda termelétrica. A Demanda Total Máxima representa o somatório da Demanda Não Termelétrica (industrial, residencial, comercial, transportes, *downstream* e Gás de Uso do Sistema) com a Demanda Termelétrica Máxima (Existente e Indicativa), enquanto a Demanda Total Média representa o somatório da mesma Demanda Não Termelétrica com a Demanda Termelétrica Média (Existente e Indicativa). Destaca-se que a Demanda Termelétrica Existente inclui também as UTEs previstas, isto é, vencedoras de leilões de energia. A projeção de demanda no período de estudo, para a Malha Integrada, é apresentada na Figura 7-5.

Figura 7-5 - Demanda total na Malha Integrada



Fonte: Elaboração EPE.

A demanda não-termelétrica apresenta um crescimento suave, característico deste segmento. Em relação a demanda atendida pelas CDLs (industrial, residencial, comercial e transportes), um crescimento de 3,2% a.a. é observado. Como destaque, os principais estados consumidores nesse segmento são: São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais. O setor Industrial tem predominância na demanda atendida por CDLs, e o crescimento projetado inclui a conversão de algumas unidades produtivas de fontes energéticas tradicionais, principalmente o óleo combustível, para o gás natural.

A demanda para o setor *downstream* tem um aumento de cerca de 21% em 2028, devido à entrada em operação de dois empreendimentos com alta demanda de gás natural. Neste segmento, o estado de São Paulo continua sendo o maior consumidor de gás natural; ademais, Bahia, Pernambuco, Rio de Janeiro e Paraná também demonstraram um consumo significativo. As expansões de capacidade de operação neste setor, tratadas nesta edição do PDE, visam ao atendimento da demanda interna de fertilizantes nitrogenados e de combustíveis líquidos, com destaque para diesel.

Em relação ao GUS, embora tenha sido adotado um volume constante de aproximadamente 2,5 milhões de m³/dia ao longo da projeção, a entrada em operação de estações de compressão indicativas (ECOMP Japeri, na malha NTS, e ECOMP Itajuípe, na malha TAG) pode elevar o consumo dos gasodutos de transporte.

A demanda termelétrica na malha integrada projetada a partir de UTEs existentes e previstas apresenta redução no período entre 2024 e 2025. Isto ocorre devido ao término de contrato de algumas usinas termelétricas, com de recontração a partir de 2026 através do LRCAP 2021 (Leilão de Reserva de Capacidade) (MME, 2021b). A demanda termelétrica máxima apresenta taxa de crescimento de 3,7% a.a.

A Demanda Total Máxima na malha integrada tem aumento de 3,5% a.a. ao longo do horizonte estudado, embora apresente queda anteriormente mencionada no período de 2024 e 2025, relacionada à redução da demanda termelétrica no período. Observa-se que a Demanda Total Média equivale a, aproximadamente, 70% da Demanda Total Máxima. Esta diferença equivale à variação entre demanda termelétrica média e demanda termelétrica máxima em cada ano, decorrente do despacho e inflexibilidade das usinas.

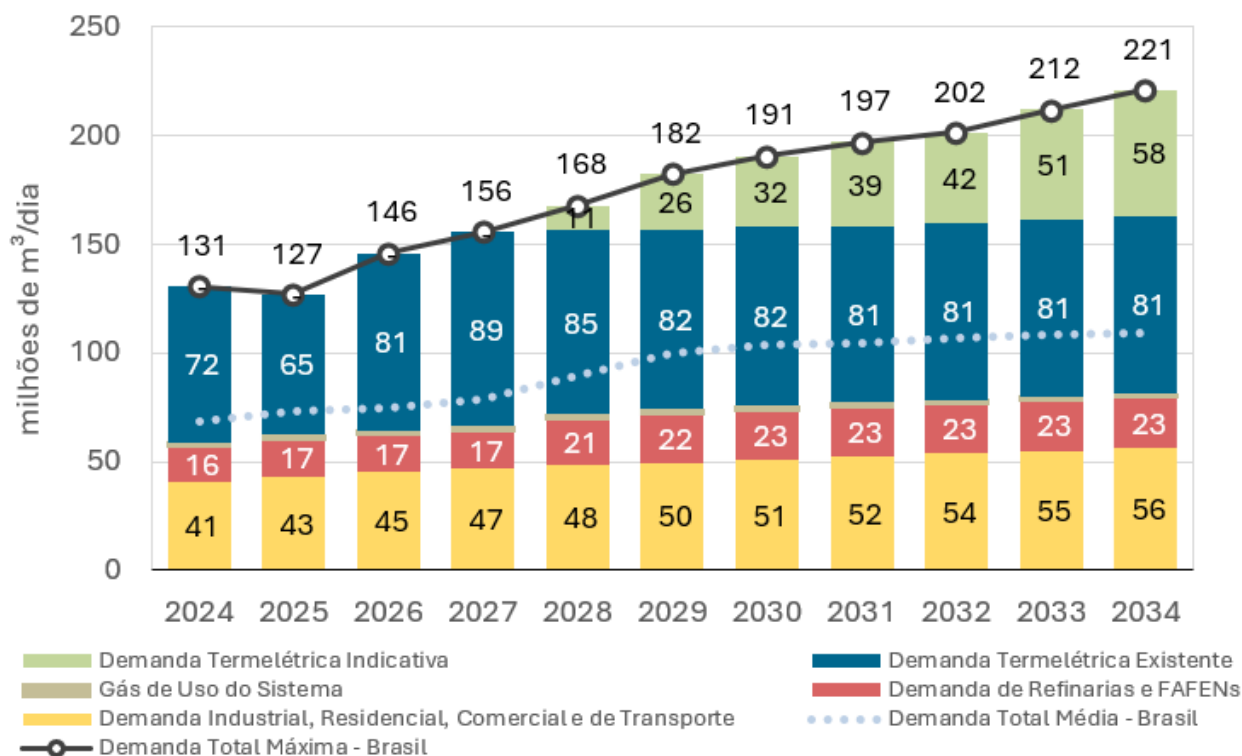
Com relação à Demanda Total para o Brasil (Figura 7-6), a Demanda Total Média apresenta-se em cerca de 53% da Demanda Total Máxima ao longo do período projetado, percentual inferior ao observado na malha integrada. Esta diferença é justificada por diferenças na parcela da demanda termelétrica média em ambos os sistemas (Brasil e Malha Integrada). Isto ocorre porque, na malha integrada de gás natural, foi utilizada a premissa de maior concentração de UTEs indicativas da Lei nº 14.182/2021 (totalidade das UTEs definidas para as regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior disponibilidade de infraestrutura de gasodutos de transporte nessas regiões), as quais apresentam alta taxa de inflexibilidade. Por outro lado, para as demais UTEs indicativas, com menor taxa de inflexibilidade, adotou-se a premissa de que seriam sistemas isolados. Isto resulta em redução da participação da demanda termelétrica média no somatório Brasil, com consequente redução da Demanda Total Média Brasil em comparação à Demanda Total Máxima Brasil.

Destaca-se que este cenário pode apresentar alterações caso novas demandas ou sistemas isolados completos se conectem à malha integrada por meio de gasodutos, ou ainda caso haja decisão final de investimento para novos projetos. Trata-se, deste modo, de um cenário de referência com base nas informações recebidas dos agentes e nas contribuições dos principais atores do setor.

Ressalta-se também que as medidas propostas pelo GT-GE visam ao aumento da disponibilidade de gás natural para os setores produtivos. Assim, após a implementação das medidas, há a

possibilidade de aumento da demanda de gás natural em determinados setores. Essa questão é abordada no Box 7.3.

Figura 7-6 - Demanda total no Brasil



Fonte: Elaboração EPE.

Box 7.2

Demandas atuais e futuras: o gás natural para a produção de hidrogênio

Atualmente, a produção de hidrogênio gera demanda por gás natural em função de sua principal rota de produção. Apesar de suas principais aplicações atuais se limitarem às refinarias de petróleo e ao setor industrial, é possível que, no futuro, a produção de hidrogênio de baixo carbono expanda seu uso também para o setor de transportes, tanto na produção de combustíveis avançados, quanto diretamente em veículos movidos a células a combustível. O hidrogênio de baixo carbono também surge como opção de descarbonização em novos usos industriais, com destaque para a indústria siderúrgica e o uso em processos convencionais de combustão (geração de eletricidade, calor ou sistemas combinados destas formas de energia). Embora não isento de emissões, potenciais aplicações futuras deste hidrogênio implicam também uma demanda de gás natural adicional até que sejam estabelecidas rotas inteiramente renováveis ou haja uma maior implementação de estratégias de captura do CO₂ gerado.

Box 7.2

Demandas atuais e futuras: o gás natural para a produção de hidrogênio

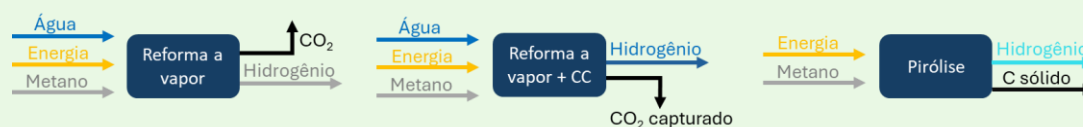
Em 2022, cerca de 62% da produção mundial de hidrogênio foi realizada a partir do gás natural (IEA, 2023a), prioritariamente por meio da reforma a vapor, onde o gás natural é utilizado como insumo e como combustível. O processo inicia com a reação de reforma, em que o metano reage com vapor d'água, formando gás de síntese (H_2 e CO), que segue para a reação de *Water Gas Shift* (WGS). Na WGS, o gás de síntese reage com mais vapor, o que aumenta a produção de hidrogênio e converte o CO em CO_2 , mais fácil de ser removido na etapa de purificação por meio do processo *Pressure Swing Adsorption* (PSA), que resulta em um hidrogênio com 99,9% de pureza. Embora possa ser considerada uma rota madura e o estado da arte na produção de hidrogênio, a reforma a vapor resulta em elevadas emissões diretas de CO_2 , cerca de $9\text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$, tanto como produto da reação decorrente da utilização do gás natural como matéria-prima do processo, como devido ao seu uso energético para atingir as condições de temperatura do sistema (IEA, 2023b).

No futuro, espera-se associar as unidades de reforma a vapor à captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS), o que as torna ativos de transição energética, com potencial para produzir hidrogênio de baixo carbono. O CO_2 formado como produto das reações nessa rota, que corresponde a aproximadamente 55% a 60% das emissões dessas unidades, pode ser capturado a um custo relativamente baixo. No entanto, o CO_2 emitido no exaustor (35% a 40% das emissões), resultante do uso energético do gás natural para aquecimento do sistema, apresenta menor concentração em relação à corrente oriunda do reator, elevando os custos de captura (BARTLETT & KRUPNICK, 2020).

O gás natural também pode ser empregado na produção de hidrogênio por meio da pirólise, onde ocorre a decomposição do metano a elevadas temperaturas ($>600\text{ }^\circ\text{C}$), com produção de carbono na forma sólida e hidrogênio, sem emissões diretas de CO_2 . São possíveis três tecnologias: pirólise térmica, catalítica e de plasma. Como vantagem, a pirólise requer três vezes menos energia do que a eletrólise por unidade de hidrogênio gerado, porém tem a desvantagem de demandar mais gás natural do que a reforma a vapor. Os recentes avanços tecnológicos, principalmente da pirólise com plasma, tornaram essa tecnologia nível 8 na escala TRL – *Technology readiness level* (IEA, 2023a).

É importante notar que a substituição do gás natural pelo biometano nas rotas descritas para produção de hidrogênio pode reduzir ou mesmo anular suas emissões. Adicionalmente, estratégias aproveitando estas fontes aliadas às estratégias de captura, armazenamento e utilização de carbono podem torná-las até mesmo negativas. A Figura 7-7 mostra um esquema de insumos, utilidades e produtos das três rotas mencionadas.

Figura 7-7 – Principais rotas de produção do hidrogênio a partir do gás natural



Fonte: Elaboração EPE.

Mais informações sobre as rotas mencionadas podem ser consultadas em notas técnicas desenvolvidas pela EPE: Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural (EPE, 2022b), Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS (EPE, 2022c) e Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural (EPE, 2022d).

7.4 Oferta

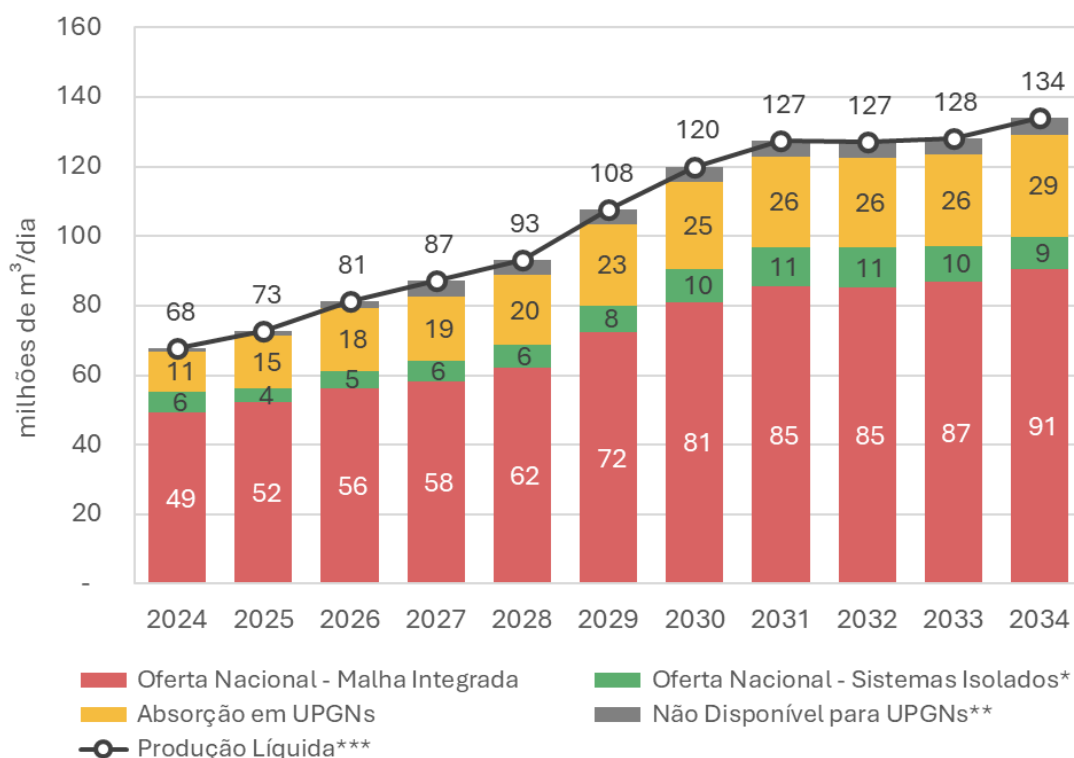
A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

- gás natural produzido nacionalmente;
- gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

7.4.1 Oferta Nacional

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5), a oferta potencial nacional foi calculada considerando o processamento do gás natural, utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). A Figura 7-8 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial nacional, com base nas previsões de produção líquida.

Figura 7-8 - Produção Líquida e Oferta Potencial Nacionais de Gás Natural



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: * Correspondem ao gás natural produzido nacionalmente em sistemas não conectados à malha integrada, com destaque para Amazonas e Maranhão; ** Transferências operacionais em unidades de E&P e geração termelétrica na boca do poço; *** Volume de produção no qual as parcelas de consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.

A produção bruta de gás natural prevista no período conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal. Entretanto, o aumento da produção líquida não acompanha com a mesma intensidade o aumento da produção bruta uma vez que, nos intervalos entre 2024 e 2026 e entre 2028 e 2030, parte considerável do gás natural produzido é utilizado para consumo, queima e injeção durante as atividades de E&P. No entanto, o percentual referente à parcela de injeção se reduz ao longo da segunda metade do horizonte do PDE 2034, resultando em maior disponibilização de gás natural na forma de produção líquida.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 68 milhões de m³/dia em 2024, atingindo o volume de 134 milhões de m³/dia em 2034. Verifica-se que a oferta potencial¹¹⁴ projetada da malha integrada passa de cerca de 49 milhões de m³/dia em 2024 para aproximadamente 91 milhões de m³/dia em 2034. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2029, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção no pós-sal da Bacia do SEAL, além do pré-sal nas Bacias de Campos e Santos. Já os sistemas isolados como Maranhão e Amazonas (Urucu e Azulão) avançam do patamar de 6 milhões de m³/dia em 2024 para 9 milhões de m³/dia em 2034, atingindo o pico de produção em 2032.

Com relação ao gás natural proveniente das produções em águas profundas das Bacias do SEAL (Projeto SEAP) e de Campos (Projeto Raia), foi considerada a utilização de módulos *offshore* para processamento do gás natural produzido, sendo instalados nas próprias FPSOs. É importante mencionar que se adotou a premissa de que os líquidos de gás natural produzidos nas FPSOs destes projetos seriam misturados ao óleo para escoamento.

O gás natural produzido na Bacia do SEAL em águas profundas será escoado até região próxima ao Porto de Sergipe/SE por meio do projeto SEAP, o qual se estima que comece a exportar gás já processado para a malha da TAG em 2029, com capacidade de 18 milhões de m³/dia (PETROBRAS, 2023a; EPBR, 2023e).

Já no caso do gás natural do pré-sal da Bacia de Campos, foi tomada a decisão final de investimento para o desenvolvimento das áreas de Raia Manta e Raia Pintada em nome do BM-C-33. Estima-se uma capacidade de escoamento de 16 milhões de m³/dia, e a expectativa é que o projeto inicie a exportação de gás já processado para as imediações do Terminal de Cabiúnas, em Macaé, em 2028 (EPBR, 2023e; REPSOL SINOPEC, 2023).

Em relação ao gás natural da Bacia de Santos, tanto o Complexo de Energias Boaventura/RJ quanto a Rota 3 com entrada em operação prevista até o final de 2024, perfazem 21 milhões de m³/dia de gás do pré-sal desta região quando em plena capacidade (PETROBRAS, 2023c; EPBR, 2023f).

Após o processamento do gás do pré-sal por esta UPGN, prevê-se disponibilização de, aproximadamente, 18 milhões de m³/dia de gás seco na malha integrada da NTS. Essa disponibilização será realizada por meio do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ (GASIG) (NTS, 2023c).

¹¹⁴ Calculada a partir da produção líquida, descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades de processamento.

Por fim, destaca-se que a oferta potencial das UPGNs de Urucu/AM e de Santo Antônio dos Lopes/MA não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atendem aos seus respectivos sistemas isolados. Com relação à oferta de gás natural processado pela UPGN Urucu, nesta edição do PDE, foi considerada uma redução do volume reinjetado na região ao longo do horizonte do estudo. Isto foi realizado buscando avaliar uma maior disponibilização de gás natural para atendimento de demandas no estado do Amazonas. Nesta edição do PDE, a produção relacionada a Santo Antônio dos Lopes/MA foi mantida para atendimento do parque de geração termelétrica da Eneva, bem como de algumas demandas não termelétricas por meio de GNL de pequena escala (EPBR, 2022a; ENEVA, 2022).

7.4.2 Oferta Importada

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL. Ademais, estas fontes de importação se distinguem em relação às suas capacidades de fornecimento à malha integrada ou a sistemas isolados de gasodutos.

No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, para o atendimento da demanda da malha integrada, foi considerada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se neste ciclo um volume máximo de importação de 15 milhões de m³/dia no início do horizonte do estudo, 10 milhões de m³/dia a partir de 2029 e 5 milhões de m³/dia em 2034. Esta nova premissa em relação ao PDE 2032 decorre das incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia¹¹⁵ e da assinatura do novo aditivo contratual em 15/12/2023 entre a Petrobras e a estatal boliviana YPFB (PETROBRAS, 2023d).

Até o presente momento, o aditivo contratual assinado prevê a manutenção do volume máximo de importação de 20 milhões de m³/dia. No entanto, essas incertezas e a maior flexibilização¹¹⁶ dos compromissos de entrega e recebimento de gás natural resultaram na redução da expectativa de importação de gás boliviano considerada nesta edição do PDE.

Com as dificuldades de abastecimento de gás boliviano, têm sido estudadas alternativas de importação de gás natural da Argentina a partir do *shale gas* produzido na formação em Vaca Muerta. Esta importação se tornaria possível após obras de reversão de fluxo do Gasoduto Norte, na Bolívia, o qual atualmente envia gás boliviano para a Argentina (EPBR, 2023h; REUTERS, 2024a; PIPELINE TECHNOLOGY JOURNAL, 2024). O Governo Brasileiro e os Governos Boliviano e Argentino estão em tratativas para aumentar a integração gasífera na região. Dessa

¹¹⁵ Estas incertezas vêm sendo sinalizadas pela EPE desde a publicação da Nota Técnica: Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia, em 2017 e podem reduzir a produção boliviana, caso o país não avance em suas campanhas exploratórias nos próximos anos.

¹¹⁶ Flexibilização em função da sazonalidade argentina, da disponibilidade de oferta de gás pela Bolívia e da demanda brasileira. Esta flexibilização aumenta a possibilidade de venda adicional de gás natural pela YPFB para empresas privadas brasileiras, porém com competição argentina pela oferta de gás boliviano, o que pode resultar em importações em patamares inferiores aos 20 milhões de m³/dia do Aditivo Contratual (EPBR, 2023g).

forma, há expectativa que haja aumento da oferta de gás natural tanto boliviano quanto argentino para o Brasil nos próximos anos, conforme o Box 7.3. (YPFB, 2024; AGÊNCIA GOV, 2024b; AGÊNCIA GOV, 2024c).

O Box 7.3 traz uma análise de sensibilidade das alternativas logísticas para o abastecimento dos consumidores que estão conectados ao GASBOL, levando em consideração a possibilidade de redução do volume de gás importado da Bolívia.

Box 7.3

Alternativas de suprimento para o GASBOL

A análise das perspectivas de fornecimento de gás boliviano durante a elaboração do PDE 2034 indicou que a redução de oferta de gás da Bolívia poderá exigir o desenvolvimento de oferta de gás natural no Brasil, para garantir o abastecimento de gás na malha Centro-Oeste/SP/Sul. Essas ofertas alternativas poderiam, além de compensar a redução de gás boliviano, promover um excedente de oferta e consequente redução dos preços de gás no Brasil, caso haja competição entre elas para atendimento do mercado de gás natural nacional.

Outra alternativa para aumentar a oferta de gás no GASBOL é a de que a Bolívia transporte o gás natural argentino para o mercado brasileiro. Essa possibilidade foi avaliada pela empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), que hoje opera o Sistema Integrado Boliviano de Transporte de Gás Natural, o qual possui mais de 1.000 km de gasodutos atravessando a Bolívia e conectando-o aos dois países vizinhos, Brasil e Argentina, para atendê-los com o suprimento de gás dos campos bolivianos. Segundo a empresa, a partir de outubro de 2024, 3 milhões de m³/dia de gás argentino, exceto no inverno deste país, já poderiam chegar ao mercado brasileiro pela rede boliviana. A estatal boliviana ainda trabalha em projetos que permitiriam transportar volumes superiores a 10 milhões de m³/dia no futuro (YPFB, 2024; AGÊNCIA GOV, 2024b; AGÊNCIA GOV, 2024c; EPBR, 2024a). Vale destacar que a Argentina tem projeção de aumento da oferta de gás natural nos próximos anos, principalmente dos campos de Vaca Muerta.

Destaca-se que eventuais negociações entre Brasil, Bolívia e Argentina, visando movimentação tanto de gás argentino quanto boliviano através do GASBOL para o Brasil, podem elevar os patamares de importação de gás através deste duto. Assim, podem ser obtidas curvas de importação superiores à premissa do caso de referência do PDE 2034 (15, 10 e 5 milhões de m³/dia para os anos de 2024, 2029 e 2034, respectivamente). Caso estas negociações não se concretizem, é esperado o perfil de ofertas decrescentes através do GASBOL.

Outra opção, proposta pelo governo paraguaio para trazer o gás argentino produzido em Vaca Muerta até o Brasil, é a construção de um gasoduto paraguaio. O projeto preliminar consistiria em um gasoduto que se iniciaria na província de Salta, na Argentina, atravessaria o Paraguai e terminaria em Carmelo Peralta, na fronteira entre Paraguai e Brasil (vizinho ao município de Porto Murtinho, no Mato Grosso do Sul). Do lado brasileiro, seria necessário um gasoduto de transporte que viria a se conectar à malha integrada no GASBOL (REUTERS, 2024b).

Como possibilidade de trazer o gás argentino, cabe mencionar o projeto Uruguaiana-Porto Alegre (Trecho 2) já autorizado pela ANP em 2000, partindo da conexão existente no Rio Grande do Sul. Esse projeto de gasoduto conectaria a rede existente da Transportadora Sul-brasileira de Gás (TSB) no município gaúcho Uruguaiana, fronteira com a Argentina, ao GASBOL em seu trecho extremo sul. Além de conectar a oferta de gás natural argentino à malha integrada brasileira, esse gasoduto também proveria gás para regiões hoje não atendidas do Rio Grande do Sul, onde estão importantes cidades desse estado (EPE, 2019a).

Box 7.3**Alternativas de suprimento para o GASBOL**

Para que o gás argentino chegue ao Brasil, no entanto, ainda é necessário que seja concluído o projeto de reversão do Gasoduto Norte argentino e o projeto do Gasoduto Presidente Néstor Kirchner, que permitiriam exportar o gás de Vaca Muerta para os países vizinhos e para algumas províncias no norte da Argentina (Energía Argentina, 2023). Para a conexão via Uruguiana, outras obras de adequação também seriam necessárias a depender da vazão projetada de importação entre os dois países.

Além das alternativas mencionadas, que envolvem trazer o gás argentino de Vaca Muerta ao Brasil, novos terminais de GNL importado, o crescimento da oferta de gás nacional, por conta da entrada em operação de novos campos e as ampliações a serem feitas na atual malha existente, também apresentam importantes contribuições para aumento de oferta de gás natural na malha, conforme foi apresentado ao longo do texto deste capítulo. Todas essas possibilidades logísticas de ofertas não são excludentes entre si e poderiam se somar para contribuir com uma maior capilarização da rede de gás e o desenvolvimento de uma malha integrada sul-americana.

Com relação aos terminais de regaseificação para atendimento da malha integrada, foram considerados 4 terminais no PDE 2034. Os terminais Baía de Guanabara/RJ e Bahia/BA foram utilizados durante a elaboração do balanço de gás natural da malha integrada, durante todo o horizonte de 2024 a 2034. Adicionalmente, no ano de 2024 foi concluída a conexão do terminal TGS/SC, caracterizando-se como mais um terminal para abastecimento da malha integrada, e espera-se a conexão do terminal de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada até o segundo semestre do mesmo ano. Além disso, existe a possibilidade do Porto do Açu/RJ se conectar à malha neste horizonte do Plano por meio de um gasoduto a ser construído, elevando este número para 5 terminais.

Quanto ao terminal da Baía de Guanabara/RJ (TR-BGUA), este foi considerado com capacidade máxima de 20 milhões de m^3 /dia, conforme autorizado pela ANP (ANP, 2012). Destaca-se, no entanto, que o terminal pode operar até a vazão de 30 milhões de m^3 /dia (MME, 2023e; PETROBRAS, 2024c), fato corroborado pelas autorizações conferidas pela ANP (ANP, 2021a; ANP, 2021b) para aumento temporário da sua capacidade até este limite superior. Vale ressaltar que, durante a elaboração do PDE 2034, está em trâmite na ANP um processo para a autorização definitiva de ampliação desta capacidade (PETROBRAS, 2024c).

Considera-se também, no PDE 2034, que o terminal de GNL da Bahia/BA (TR-BA), da Petrobras, tem capacidade máxima de 20 milhões de m^3 /dia, conforme autorização da ANP (ANP, 2023c).

O terminal de GNL TGS/SC, com capacidade de 15 milhões de m^3 /dia, autorizado pela ANP em 2021 (ANP, 2021c), entrou em operação em março de 2024. Encontra-se já conectado à malha integrada pelo GASBOL por meio de um gasoduto de 33 quilômetros e 20 polegadas, de mesma capacidade (NFE, 2024a; ANP, 2024b; TBG, 2023).

Esta edição também considerou o terminal de GNL de Porto de Sergipe/SE, com capacidade autorizada pela ANP de 21 milhões de m^3 /dia (ANP, 2021c). Este terminal já se encontra em operação de forma isolada desde novembro de 2019, e tem previsão de conexão à malha integrada no segundo semestre de 2024, em uma vazão de aproximadamente 14 milhões de m^3 /dia (TAG, 2022b; TAG, 2022c). Deste modo, aproximadamente 7 milhões de m^3 /dia se manteriam isolados.

O atendimento por gás natural importado aos sistemas isolados ocorre também por gasodutos de transporte e terminais de GNL. A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá/MT e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado na Seção 7.1, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada.

Já com relação a terminais de regaseificação existentes, mas não conectados à malha integrada são apresentados os terminais de Barcarena/PA (AGÊNCIA GOV, 2024a), com capacidade de 15 milhões de m³/dia e entrada em operação em fevereiro de 2024 e o TRSP/SP, que iniciou sua operação em abril de 2024, possuindo uma capacidade de 14 milhões de m³/dia (COMMIT, 2024). Destaca-se que interligações destas unidades à malha integrada dependerão das estratégias comerciais dos agentes envolvidos, podendo elevar ainda mais a oferta potencial neste sistema. Já o terminal de GNL do Porto do Açu/RJ, em operação desde 2021, tem capacidade máxima de 21 milhões de m³/dia (ANP, 2024c). No entanto, se espera que este terminal seja conectado à malha integrada dentro do horizonte deste PDE, por meio de um gasoduto com vazão a partir de 10 milhões de m³/dia, cuja construção ainda está em análise de conexão nas malhas TAG ou NTS (NTS, 2023b; TAG, 2022a).

Considera-se também um terminal de GNL não conectado à malha integrada em Suape/PE. Este projeto iniciou a segunda etapa da sua implantação no Porto de Suape em fevereiro de 2024, com estimativa de capacidade de 14 milhões de m³/dia. Estima-se que este terminal entre em operação em 2026, havendo a possibilidade de interiorização do gás natural por meio de sistemas de GNL em pequena escala (SUAPE, 2022; EPBR, 2023d; ONCORP, 2023). Destaca-se que, embora considerado em um primeiro momento não conectado, dada a proximidade deste terminal à malha integrada de gasodutos pode haver conexão do terminal de Suape à malha da TAG, conforme o compromisso firmado entre a OnCorp, dona do projeto, e a TAG, para execução dos estudos necessários para a conexão desse terminal à rede de transporte de gás (ABEGÁS, 2024).

Por outro lado, o terminal de Pecém/CE não foi considerado para fornecimento de GNL, uma vez que o contrato entre Petrobras e a administração do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP) foi rescindido no final de 2023, de modo que a Petrobras não mais dispõe deste ativo. Adicionalmente, um eventual terminal de GNL que poderia ser instalado na região, para atendimento da UTE Portocem, teve seu projeto descontinuado em função da transferência de localização do projeto dessa termelétrica de Pecém/CE para Barcarena/PA (CIPP, 2023; BNAMERICAS, 2024; PETROBRAS, 2024c; EPBR, 2024b; EPBR, 2024c).

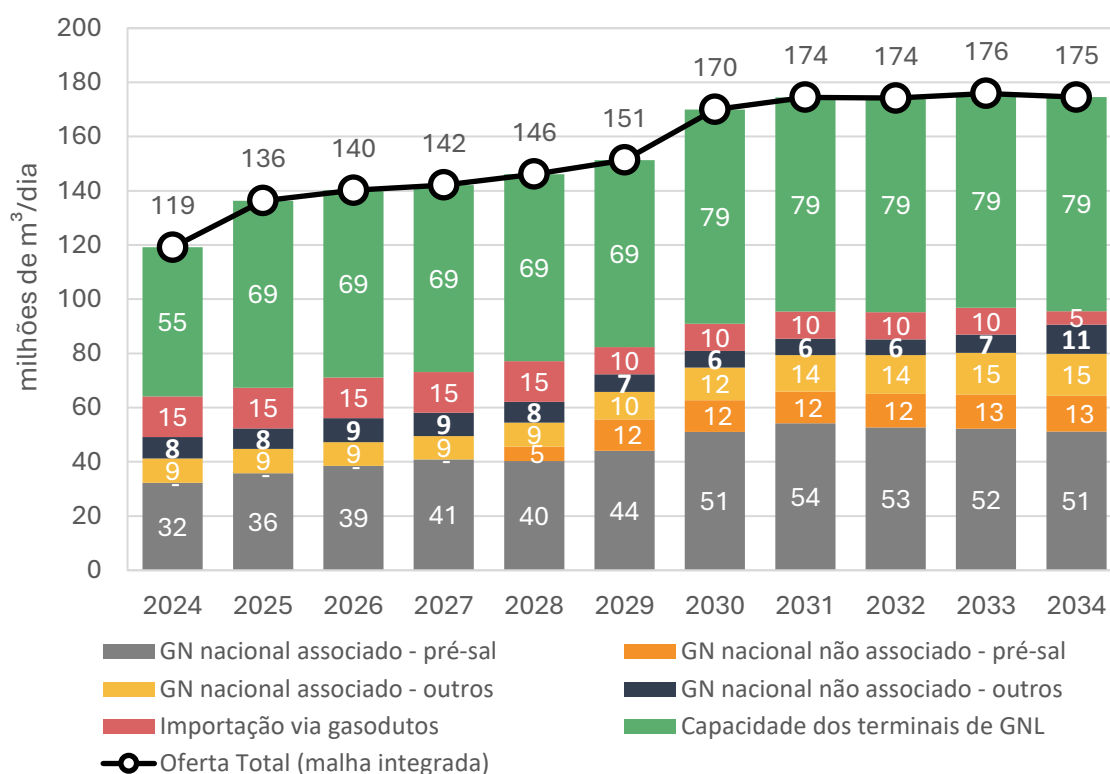
Com a maior abertura do mercado de gás natural no Brasil, têm sido analisadas possibilidades de conexão dos sistemas isolados à malha – por exemplo, por meio dos projetos estudados no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) (EPE, 2019a; EPE 2020a; EPE, 2022e), além do atendimento de áreas ainda sem fornecimento de gás natural por meio de alternativas de suprimento de gás natural em pequena escala (EPE, 2020b; EPE, 2020c; EPE, 2022a).

Sendo assim, a depender dos condicionantes de mercado, novas ofertas podem estar disponíveis para atendimento à malha integrada no horizonte do estudo, tais como os terminais já em operação, mas ainda não conectados, bem como a conexão de futuros terminais.

7.4.3 Projeção de Oferta Potencial

A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada na Figura 7-9, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Figura 7-9 - Oferta Potencial Nacional e Importada (Malha Integrada)



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: Os volumes potenciais apresentados serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada; considerou-se que ambos os terminais da Baía de Guanabara/RJ e da Baía de Todos os Santos/BA possuem capacidade de regaseificação de 20 milhões de m³/dia. Adicionalmente, consideraram-se a conexão do terminal de Barra dos Coqueiros/SE a partir do segundo semestre de 2024, com 14 milhões de m³/dia, o terminal TGS/SC, com capacidade de 15 milhões de m³/dia, a partir de 2024, o terminal de GNL do Porto de Açu/RJ, com capacidade máxima de 21 milhões de m³/dia, dos quais 10 milhões de m³/dia serão interconectados à malha em 2030.

A trajetória da oferta potencial total na malha integrada aumenta de forma progressiva ao longo do horizonte de estudo, com aumentos mais significativos entre 2024 e 2025 e entre 2029 e 2030. Estes aumentos podem ser atribuídos principalmente à conexão do terminal TGS/SC, a partir do segundo semestre de 2024, e à conexão do terminal de Porto do Açu/RJ em 2030, respectivamente, além dos maiores volumes de gás natural associado do pré-sal.

Observa-se que as elevações na oferta potencial total na segunda metade do período são decorrentes do aumento na produção nacional de gás associado (pré-sal e não pré-sal) e do aumento da capacidade dos terminais de GNL.

Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da oferta nacional de gás natural na malha integrada. No início do período, observa-se que o gás associado se apresenta como a parcela de maior participação, com média de 85% entre 2024 e 2027. Este gás, no entanto, apresenta redução de sua participação percentual a partir de 2028, atingindo o patamar de 74% em 2034, com uma média de 77% entre 2028 e 2034. Isto ocorre em virtude da elevação da participação do gás não associado *offshore* (pré-sal e não pré-sal) ao longo do horizonte do PDE e devido à produção de gás associado apresentar poucas variações na segunda metade do mesmo período.

Adicionalmente, é relevante destacar que a produção oriunda do pré-sal (associado e não associado) se apresenta como a principal parcela de oferta nacional, com percentual de 66% em 2024, atingindo o máximo de 77% em 2030 e reduzindo-se, em seguida, até 71% em 2034. Esta redução de percentual entre 2030 e 2034 pode ser justificada pela elevação da produção de gás não pré-sal (extra pré-sal e pós-sal), com destaque para a produção oriunda da Bacia do SEAL, apesar da manutenção dos níveis de produção de gás associado e não associado do pré-sal no mesmo período.

A oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural (gás natural nacional associado ou não associado, gás natural importado via gasodutos ou via GNL) depende de fatores como a flexibilidade requerida pelos consumidores, a necessidade de contratação firme requerida pelos ofertantes e os preços que serão negociados, dependendo dos condicionantes. No caso das importações via GASBOL, o atendimento também pode ter diferentes características de flexibilidade, em função das novas condições contratuais decorrentes do aditivo contratual assinado entre PETROBRAS e YPFB.

7.5 Balanço

Nesta seção, será apresentado o balanço de gás natural da malha integrada. Este balanço, representado na Figura 7-10, é elaborado com base no cenário de oferta potencial e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se desta análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus, Maranhão, Lateral Cuiabá, TSB trecho 1, Barcarena e Porto do Açu. Compõem este balanço as demandas não termelétrica, termelétrica existente e projetada e a termelétrica indicativa, além dos volumes potenciais ofertados na malha integrada.

Vale ressaltar, que no caso da demanda termelétrica indicativa, os projetos de UTEs necessários ainda não têm sua localização definida. Por esse motivo, a oferta e a demanda correspondentes podem vir a se instalar em qualquer região, tanto na malha integrada como em sistemas isolados. No desenvolvimento do presente estudo, considerou-se que uma parte da demanda termelétrica indicativa seria instalada na malha integrada, segundo premissas citadas na seção 7.3.2.

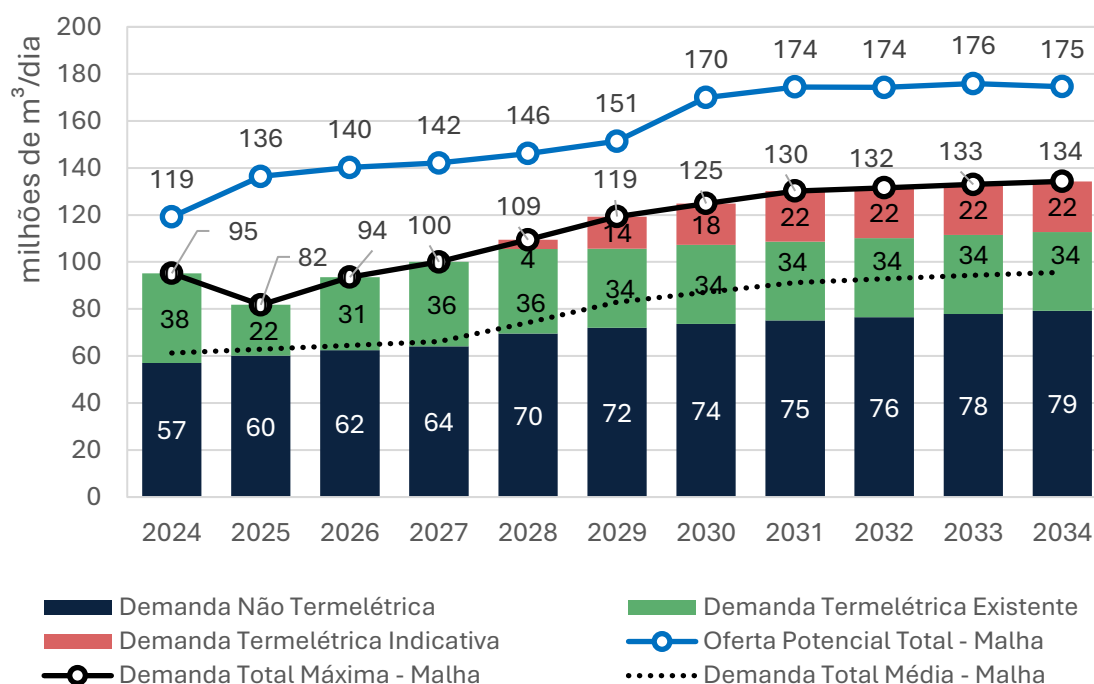
No que se refere ao balanço da malha integrada, sua construção é fundamental para verificar a existência de oferta potencial de gás suficiente para atender o crescimento da demanda nesse sistema ao longo dos anos. Este balanço pode ser analisado por meio da Figura 7-10.

No cenário projetado para a oferta de gás natural na malha integrada, observa-se um crescimento de aproximadamente 3,9% a.a. no horizonte. No entanto, em relação ao PDE 2032, houve uma redução de oferta por conta do fim da operação do terminal de GNL de Pecém aliada à redução progressiva do gás importado da Bolívia.

Assim como mencionado na seção 7.3, verifica-se uma redução de demanda termelétrica para o ano de 2025. Essa redução ocorre em virtude do término de contrato de algumas termelétricas e o intervalo para que novas instalações entrem em operação ou haja recontratação das térmicas descontratadas. A previsão é de que o patamar de demanda termelétrica de 2024 seja retomado em 2028 e siga aumentando nos anos seguintes. Considerando o período total analisado, verifica-se um valor médio de crescimento de 3,5% a.a. para a demanda total da malha integrada.

A malha integrada apresenta oferta potencial maior que a demanda total em todo o horizonte analisado. Dessa forma, a diferença observada entre a Oferta Potencial Total e a Demanda Total Máxima no horizonte até 2034, ilustrada na Figura 7-10, aponta a possibilidade de aumento de demanda. Esses volumes excedentes poderiam vir a ser movimentados até os consumidores finais não conectados à malha por meio de GNC e GNL de pequena escala até que possam ser viabilizados gasodutos que venham a substituí-los.

Figura 7-10 - Balanço de gás natural da Malha Integrada



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: A Oferta Potencial Total – Malha refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada e dos novos projetos que possam ser anunciados no horizonte do estudo; A Demanda Não Termelétrica representa o somatório das diversas parcelas de demanda consideradas nos estudos da EPE: (i) companhias distribuidoras locais de gás, (ii) refinarias e petroquímicas e (iii) fábricas de fertilizantes; A Demanda Termelétrica Existente representa o consumo máximo das termelétricas existentes e daquelas previstas para entrada no sistema que venceram leilões de energia; A Demanda Termelétrica Indicativa representa o consumo

termelétrico máximo que não está relacionado a projetos específicos, ou seja, que não foi objeto de leilões; A Demanda Total Máxima - Malha representa o somatório da Demanda Não Termelétrica com a Demanda Termelétrica Máxima (Existente e Indicativa) na Malha Integrada; A Demanda Total Média - Malha representa o somatório da Demanda Não Termelétrica com a Demanda Termelétrica Média (Existente e Indicativa) na Malha Integrada.

O Box 7.4 traz uma análise de sensibilidade avaliando potenciais resultados que poderão ser alcançados após o sucesso dos objetivos estabelecidos pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE). Neste sentido, novas demandas (termelétricas e não termelétricas) poderiam assinar contratos competitivos de fornecimento de gás natural, aproveitando a oferta de volumes adicionais.

Box 7.4

Oferta e demanda adicionais: Grupo de Trabalho – Gás para Empregar (GT-GE)

Em 2023, visando a promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil, foi instituído o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE). Para alcançar este objetivo, o grupo de trabalho estudou as seguintes medidas:

- implementação da permuta do óleo da União por gás natural;
- desenvolvimento de política de precificação de longo prazo do gás natural da União que leve em consideração os preços da molécula e dos produtos e energia obtidos a partir do gás natural;
- implementação do reconhecimento como custo em óleo, pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), do acesso, construção, operação, e manutenção de estruturas de escoamento e processamento do gás natural dos contratos de partilha de produção, como medida de incentivo ao aumento da oferta no mercado nacional;
- medidas de incentivo à construção da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural (MME, 2023a).

No âmbito do GT-GE, foram criados cinco comitês com participação de 15 órgãos e entidades públicas, que buscam o desenvolvimento de diferentes soluções para promover aumento de oferta e de demanda de gás natural no país. Esses comitês estão divididos entre os seguintes temas, no que se refere a estudos e discussões para incremento da oferta:

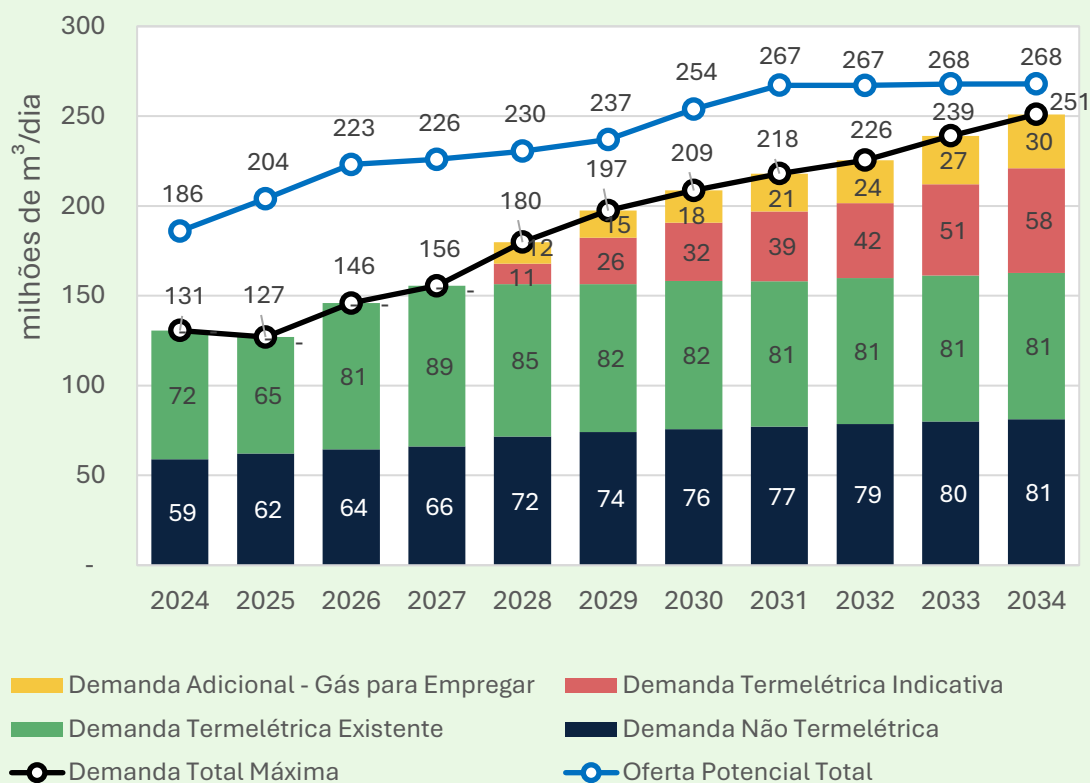
- disponibilidade do gás natural;
- acesso ao mercado do gás natural;
- modelo de comercialização de gás natural da União.

Quanto às discussões sobre a demanda os temas são:

- gás para o setor produtivo;
- papel do gás natural na transição energética (MME, 2023a).

Com base nos desdobramentos desses estudos, ainda em realização no âmbito do GT-GE, pode-se estimar quais volumes adicionais de gás natural serão disponibilizados e quais serão os novos volumes demandados pelo setor produtivo, no caso de implementação das medidas propostas pelo grupo de trabalho.

Na Figura 7-11 são apresentados os volumes de oferta e demanda projetados em função dos aprimoramentos resultantes dos estudos elaborados no âmbito do GT-GE, levando em conta todo o território brasileiro, tanto para sistemas que hoje são isolados quanto para aqueles conectados à malha integrada.

Box 7.4**Oferta e demanda adicionais: Grupo de Trabalho – Gás para Empregar (GT-GE)****Figura 7-11 – Oferta e demanda totais do Brasil no Grupo de Trabalho Gás para Empregar**

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: A Oferta Potencial Total representa o somatório da Oferta Nacional e Importada no Brasil e a oferta que pode surgir com implementação das medidas do GT-GE. Refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada e dos novos projetos que possam ser anunciados no horizonte do estudo; A Demanda Não Termelétrica representa o somatório das diversas parcelas de demanda consideradas nos estudos da EPE: (i) companhias distribuidoras locais de gás, (ii) refinarias e petroquímicas e (iii) fábricas de fertilizantes; A Demanda Termelétrica Existente representa o consumo máximo das termelétricas existentes e daquelas previstas para entrada no sistema que venceram leilões de energia; A Demanda Termelétrica Indicativa representa o consumo termelétrico máximo que não está relacionado a projetos específicos, ou seja, que não foi objeto de leilões; A Demanda Adicional – Gás para Empregar representa a demanda que pode surgir com a implementação das medidas do GT-GE; A Demanda Total Máxima representa o somatório da Demanda Não Termelétrica com a Demanda Termelétrica Máxima (Existente e Indicativa) no Brasil e a Demanda Adicional – Gás para Empregar.

Em relação à Oferta Potencial Total relativa à sensibilidade do Gás para Empregar no país (Figura 7-11), é identificado um crescimento médio de 3,7 % a.a. no horizonte de tempo estudado. Este crescimento é proporcionado pelo aumento da oferta de gás nacional associado, a entrada em operação de novos terminais de GNL e dos sistemas isolados de gás natural (tanto abastecidos por gás nacional quanto por ofertas importadas). Além disso são também considerados os volumes adicionais decorrentes das medidas do GT-GE, isto é, maior disponibilização de gás do campo de Mero a partir de 2030 (implantação de um Gas hub de produção neste campo, conforme mencionado no Box 5.3). Destaca-se que estes volumes adicionais representam, em relação à oferta total, aproximadamente 3% em 2030 (6,3 milhões de m³/dia), atingindo valores médios de 5% de 2031 até o final do horizonte (13,5 milhões de m³/dia). Em função da premissa de redução da

Box 7.4**Oferta e demanda adicionais: Grupo de Trabalho – Gás para Empregar (GT-GE)**

importação de gás boliviano, os volumes adicionais produzidos no Brasil podem auxiliar no atendimento das demandas, reduzindo as necessidades de importações de GNL.

As projeções de demanda nacional indicam crescimento médio da Demanda Total Máxima de gás de aproximadamente 6,7% a.a. no período. A demanda não termelétrica, concentrada quase inteiramente na malha integrada, apresenta um crescimento gradual em todo o período. Além disso, os volumes adicionais decorrentes do Gás para Empregar, considerando as medidas desse grupo de trabalho, iniciam-se a partir de 2028, representando aproximadamente 7% da Demanda Total Máxima deste ano e seguem aumentando até o fim do período, quando atingem a participação máxima de 12%. Essa demanda adicional se justifica pelo aumento de consumo dos setores industriais relacionados a unidades de produção de cerâmica, indústria química e do uso do gás natural como matéria prima, em função da viabilização de novas unidades de fertilizantes nitrogenados e novas plantas de produção de metanol.

Quanto à Demanda Termelétrica Máxima, volumes máximos que podem ser consumidos pelas UTEs caso estas sejam despachadas, atinge pico de participação de 57% em relação à Demanda Total Máxima. Neste contexto, destaca-se que a demanda termelétrica indicativa apresenta um crescimento acentuado a partir de 2027, demonstrando a importância ainda maior do gás natural no futuro, vinculada à garantia da segurança energética do setor elétrico, com destaque para a participação crescente dos sistemas isolados na demanda nacional ao longo de todo o horizonte do estudo. Adicionalmente, ressalta-se que uma parcela das demandas adicionais decorrentes do Grupo de Trabalho Gás para Empregar estão relacionadas ao setor de geração termelétrica, inclusive por meio da conversão para o gás natural de unidades que consomem outros combustíveis fosseis mais poluentes, alinhado aos objetivos do Programa relacionados à transição energética.

7.6 Simulações para a Malha Integrada

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural. Para o presente trabalho, foram simulados os anos 2025, 2029 e 2034 e as premissas de simulação adotadas foram as seguintes:

- ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (variando entre 15 milhões de m³/dia a 5 milhões de m³/dia) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ) e Baía de Todos os Santos (TRBA – BA) utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;
- conexão do terminal de GNL de São Francisco do Sul/SC, o Terminal Gás Sul, a partir de 2024, limitado à vazão máxima de seu duto de conexão à malha (15 milhões de m³/dia), conforme anunciado em TGS (2024);
- conexão do terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE a partir de 2025, limitado à vazão máxima de seu duto de conexão à malha (14 milhões de m³/dia), conforme anunciado em TAG (2022c);
- conexão do terminal de GNL de São João da Barra/RJ a partir de 2030, limitado à vazão máxima de seu duto de conexão à malha (10 milhões de m³/dia), conforme possibilidade de conexão através do GASOG (TAG) ou GASINF (NTS);

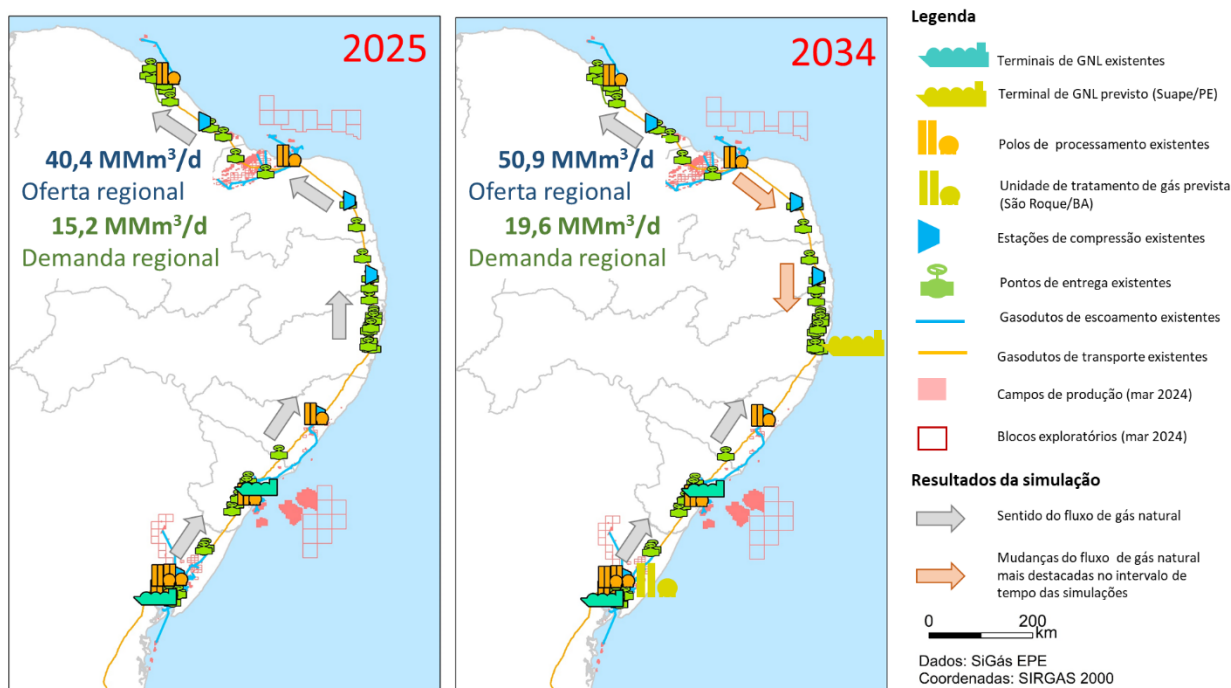
- entrada em operação da UPGN do Complexo de Energias Boaventura/RJ em 2024;
- demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das CDLS);
- demandas termelétricas máximas, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis operando a gás natural;
- ofertas de gás oriundas dos projetos SEAP (Sergipe) e Raia (Rio de Janeiro) seriam inseridas diretamente na malha de transporte visto a premissa de processamento *offshore* considerada nestes projetos;
- consideradas duas futuras FAFENs com significativo potencial de impacto na malha integrada: UFN III/MS com início de operação projetado para 2028 e FAFEN/PR com retorno à operação em 2025;
- não se consideram os volumes referentes ao Gás de Uso do Sistema;
- não se consideram as termelétricas indicativas por não terem, ex-ante, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural. Contudo, as térmicas da Lei nº 14.182/2021, a depender de sua localização, podem ensejar ampliações da malha integrada, além dos próprios gasodutos para o seu suprimento;
- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para essa interconexão, nominalmente Barcarena/PA e TRSP/SP, bem como um eventual terminal de GNL em Suape/PE.

A seguir, serão apresentadas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.6.1 Malha Nordeste

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de transporte atual e foram incluídos o terminal de GNL e a UTE Porto Sergipe I, localizados em Barra dos Coqueiros/SE, a partir de 2025 interligados à malha. A Figura 7-12, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-12 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 da malha Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Conforme anteriormente citado, as UTEs Indicativas, por ainda não terem sua localização definida, não são consideradas nas simulações termofluido-hidráulica. Isto decorre da premissa de que serão instaladas em locais com capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural. Para a malha Nordeste, considera-se que todas as UTEs indicativas da região estão relacionadas ao processo de capitalização da Eletrobras (Lei nº 14.182/2021) e seriam conectadas na malha integrada de gasodutos de transporte direta ou indiretamente (quando necessário um gasoduto de transporte adicional para interligação) em pontos em que sua instalação não causaria restrições à movimentação do gás. Deste modo, estas UTEs também não são consideradas para fins de análise termofluido-hidráulica desta malha.

Como se pode verificar na Figura 7-12, o somatório das ofertas potenciais é superior ao das demandas máximas projetadas para o período, indicando que os consumidores do Nordeste poderiam ser atendidos pelos recursos disponíveis na região em todos os anos simulados. Embora os resultados indiquem que não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, fatores como decisões operacionais das transportadoras e variações momentâneas na produção ou na importação de gás natural podem gerar fluxos inter-regionais.

Cabe ressaltar o aumento expressivo da oferta na região a partir de 2028. Este crescimento é justificado pelas ofertas adicionais oriundas da UPGN de Guamaré/RN e, principalmente do gás processado *offshore* oriundo da Bacia do SEAL, do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), e

injetado diretamente na malha nas imediações do *citygate* Carmópolis II SERGÁS¹¹⁷, compensando as reduções consideráveis de produção nos campos cujo gás é processado nas UPGNs na Bahia. Para possibilitar a injeção da totalidade dos recursos esperados de serem produzidos na Bacia do SEAL na malha de transporte, caso haja demanda para tal, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, especialmente no sentido de facilitar o escoamento desta produção em direção ao norte da malha a partir de seu ponto de entrada.

Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal apenas no primeiro ano simulado, em 2025. Devido ao descomissionamento do terminal de GNL de Pecém/CE no fim de linha da malha integrada, somado à restrição de escoamento de gás nos gasodutos Nordeste e Variante Nordeste em direção à região mais setentrional da malha, ocorrem dificuldades de atendimento de grandes demandas de gás neste trecho da malha. É o caso da UTE Termoaçu, no Rio Grande do Norte. Devido a uma oferta de gás natural projetada na UPGN de Guamaré em 2025 insuficiente para atendimento de todas as demandas próximas a ela na malha, existe a necessidade de uma expressiva movimentação de gás nos gasodutos do Nordeste em direção a esta região para suprir tais demandas, encontrando restrições de escoamento ao longo do caminho. Dessa forma, para a simulação realizada, foi necessário o desligamento dessa demanda termelétrica para conseguir atender às limitações de escoamento e as demais demandas de gás natural da malha existente no primeiro ano simulado. No entanto, diferentemente da simulação do PDE que trata apenas de demandas termelétricas máximas, devido às restrições, operacionalmente a UTE Termoaçu pode ser atendida de forma parcial.

No ano de 2029, no entanto, essa restrição não acontece, pois não está previsto despacho da UTE Termoaçu. Para 2034, mesmo que a UTE Termoaçu ou outra demanda da mesma magnitude estivesse ativa, o aumento da oferta da UPGN de Guamaré/RN no fim do horizonte seria suficiente para atendimento dessa demanda.

Ademais, observou-se que o aumento da oferta de gás natural no Sistema Nordeste tornou possível o atendimento da demanda termelétrica da UTE Porto de Sergipe I (cerca de 6,5 milhões de m³/dia na sua demanda máxima) a partir da oferta nacional, no fim do período, em 2034. Cabe destacar que, embora este cenário seja possível em 2034, na prática, o perfil de atendimento desta demanda, intermitente, exige a conciliação com a estrutura de monetização de gás por algum produtor (especialmente os produtores de gás não-associado) para o real atendimento com gás nacional.

Por fim, ressalta-se que em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural importado, necessitando destas fontes apenas com intuito de balanceamento da malha.

¹¹⁷ Embora o local exato da injeção do gás processado do projeto SEAP ainda esteja sendo negociado entre a TAG e a Petrobras (EPBR, 2024d), neste estudo e para fins de simplificação das atividades de simulação foi considerado que a entrada do gás processado seria nas imediações do *citygate* Carmópolis II SERGÁS como uma estimativa baseado em apresentações prévias da Petrobras (PETROBRAS, 2023e).

7.6.2 Malha Sudeste

O caso base para esta malha considera a entrada em operação do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e da UPGN do Complexo de Energias Boaventura no ano de 2024, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. Diferentemente do PDE 2032, no PDE 2034 considerou-se que o terminal de GNL do Porto do Açu localizado em São João da Barra/RJ, estaria conectado à malha integrada a partir de 2030, por meio de um duto a ser definido (GASINF ou GASOG). Por outro lado, as usinas termelétricas associadas a este terminal (GNA I e GNA II) foram mantidas isoladas nesta edição do PDE, podendo se conectar à malha integrada ao aproveitar a conexão do terminal de GNL do Porto do Açu. Isto permitiria diversificação de fontes de suprimento de gás para as usinas devido à possibilidade de atendimento com gás da malha integrada. Destaca-se que, devido à possibilidade de transferência de elevados volumes para a malha Centro-Oeste/SP/Sul (decorrente da redução dos níveis de importação de gás boliviano), estas UTEs podem acabar sendo mantidas operando a GNL.

Adicionalmente, também foi considerado que a UTE Marlim Azul em Macaé/RJ e as UTEs vencedoras do Leilão de Energia por meio do Procedimento Competitivo Simplificado constituem sistemas não interligados à malha integrada.

A demanda termelétrica relacionada a UTEs Indicativas na malha Sudeste podem ser separadas em dois tipos distintos: (i) vinculadas a Lei nº 14.182/2021 e (ii) demais UTEs Indicativas. Para aquelas vinculadas à referida Lei, considera-se que serão conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural em pontos em que não causariam restrições à movimentação do gás natural. Já, as demais demandas indicativas são consideradas como sistemas isolados, abastecidos diretamente por GNL ou alternativas em pequena escala (GNL ou GNC). Em ambos os casos, estas demandas indicativas não são analisadas por meio de simulação termofluido-hidráulicas devido a não terem suas localizações definidas.

Adicionalmente, como premissa relevante desta edição do PDE, destaca-se que a UPGN UTGCA/SP será mantida em patamares de oferta similares aos que vêm sendo observados no período de 2020 a 2023, em torno dos valores máximos de 15 milhões de m³/dia.

A UPGN UTGCA/SP apresenta limitações técnicas para processamento do gás natural oriundo do Pré-sal (devido ao teor de líquidos deste gás). Com isso, é necessária a mistura com o gás do Pós-sal (de menor teor de líquidos), de modo a adequar o gás na entrada da UPGN às especificações de carga para processamento.

Destaca-se que, no presente momento, observa-se queda na produção do campo de Mexilhão (Pós-sal) desde 2015 (ANP, 2024d), o que limita a capacidade de processamento da UPGN, não permitindo sua plena utilização (20 milhões de m³/dia). Neste sentido, foi considerado como premissa que seriam realizados investimentos na UPGN ao longo do horizonte deste estudo¹¹⁸.

¹¹⁸ Os investimentos considerados como premissa na UPGN UTGCA/SP, ao longo do horizonte até 2034, poderão ser mitigados de acordo com os resultados das discussões em relação à especificação do gás natural utilizado no Brasil, cujo tema consta na Agenda Regulatória da ANP tendo em vista a revisão da Resolução ANP nº 16/2008.

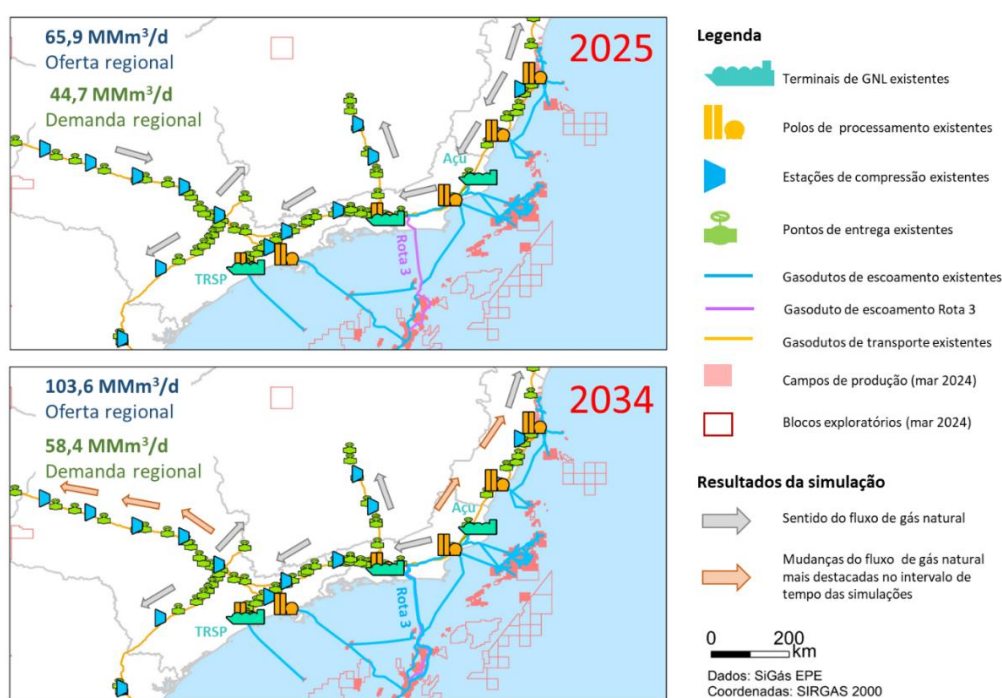
Tais adequações/ampliações permitiriam que a unidade processasse gases com maiores teores de líquidos, possibilitando atingir o patamar de oferta de 15 milhões de m³/dia.

Dada à maior proximidade da UPGN UTGCA/SP à interconexão entre as malhas Sudeste e Centro-Oeste/SP/Sul (no município de Paulínia/SP)¹¹⁹, a manutenção de maiores níveis de oferta pela UPGN UTGCA/SP acaba por reduzir as restrições ao escoamento do gás do Rio de Janeiro em direção à São Paulo. Neste sentido, o perfil de produção do PDE 2034, com oferta desta UPGN em patamares de 15 milhões de m³/dia, reduz a necessidade de ampliações de gasodutos nesta malha.

Por outro lado, caso os investimentos nesta UPGN não sejam realizados ou não sejam realizadas descobertas de gás natural com menores teores de líquidos (em relação ao gás do Pré-sal), a UTGCA apresentará menor capacidade de oferta, exigindo maiores volumes a serem movimentados a partir do Rio de Janeiro em direção à Paulínia/SP, e consequentemente evidenciando a necessidade de maiores ampliações nos gasodutos desta malha, conforme apresentados em EPE (2022e).

A Figura 7-13, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-13 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 da malha Sudeste



Fonte: Elaboração própria.

¹¹⁹ Em relação a outras ofertas da malha Sudeste, com destaque para o Rio de Janeiro, responsável pelo principal volume ofertado nesta Malha.

Nota: O terminal de GNL do Porto do Açu/RJ foi considerado como conectado a partir de 2030. Por outro lado, as termelétricas associadas ao terminal não foram levadas em conta na simulação da malha integrada, sendo tratadas, ainda, como um sistema isolado. No entanto, pode haver conexão futura destas UTEs, aproveitando a conexão do terminal.

Como se pode verificar na Figura 7-13, tanto o ano de 2025 quanto o de 2034 apresentam projeções de oferta potencial superiores à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindo das outras subdivisões da malha integrada (Centro-Oeste/SP/Sul e Nordeste) para a Região. Espera-se, na realidade, que o Sudeste se torne uma Região exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal, associada à expectativa de redução de importação de gás boliviano.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas, não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente, ressalta-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender à demanda projetada.

Por outro lado, ao estender esta análise, considerando o volume decrescente de oferta advinda da Bolívia por meio do GASBOL (15 milhões de m³/dia em 2024 para 5 milhões de m³/dia em 2034), a malha Sudeste pode vir a se tornar o principal fornecedor de gás para a malha Centro-Oeste/SP/Sul, principalmente em virtude do excedente de oferta de gás nacional no Sudeste. Para que esta transferência ocorra, no entanto, é necessária a instalação da estação de compressão (ECOMP) Japeri, no município de mesmo nome. Esta ECOMP permitirá a movimentação do gás processado nas UPGNs Cabiúnas e do Complexo de Energias Boaventura, possibilitando-o alcançar a interconexão entre as malhas em Paulínia/SP, o que permite o abastecimento da Malha Centro-Oeste/SP/Sul, compensando a queda da importação de gás boliviano.

Destaca-se, no entanto, que a entrada em operação do terminal de GNL TGS/SC na malha Centro-Oeste/SP/Sul pode reduzir os volumes transferidos entre as malhas, mas a maiores custos, em função do maior preço do GNL, de maneira geral. Neste sentido, pode ser necessária uma avaliação global do sistema integrado de transporte entre não realizar as ampliações necessárias na malha Sudeste frente à utilização de um combustível geralmente mais caro para atendimento da malha Centro-Oeste/SP/Sul.

7.6.3 Malha Centro-Oeste/SP/Sul

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas, caracterizando-se pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento de demandas. Já o trecho 3 do GASUP é responsável pelo atendimento da região de Triunfo/RS, após a transferência de custódia do gás natural entre a TBG e a TSB.

Para o seu atendimento, a malha Centro-Oeste/SP/Sul conta com a possibilidade de injeção de gás nacional oriundo do subsistema Sudeste pela interconexão da NTS com a TBG em Paulínia/SP. Nesta interconexão também podem ser integradas outras ofertas de gás importado do Sudeste. Adicionalmente, esta malha apresenta possibilidade de recebimento de gás

boliviano importado por meio do GASBOL e, desde 2024, de GNL regaseificado no terminal TGS/SC.

Em virtude da premissa de um perfil decrescente de importação de gás boliviano ao longo do horizonte considerado nesta edição do PDE (15 milhões de m³/dia em 2024 para 5 milhões de m³/dia em 2034), esta malha exige a utilização de outras ofertas de gás natural (malha Sudeste ou TGS/SC), da ordem de 5 milhões de m³/dia em 2025, 15 milhões de m³/dia em 2029 e atingindo valores próximos a 22 milhões de m³/dia em 2034. Neste sentido, percebeu-se que a malha Sudeste apresenta excedente de oferta capaz de ser disponibilizada para a malha Centro-Oeste/SP/Sul por meio da interconexão em Paulínia/SP.

A redução no fluxo de entrada de gás boliviano poderá ser parcialmente compensada pela possibilidade de movimentação de gás argentino pelo GASBOL, conforme alternativas mencionadas no Box 7.3, e pelo projeto Estação de Compressão Japeri para movimentar o excedente da malha Sudeste, conforme exposto na seção 7.6.1, ou outras expansões na malha Sudeste.

Conforme analisado na seção 7.6.2, em função da localização destas ofertas, podem ser necessárias maiores expansões na malha Sudeste de forma a permitir esta movimentação. Por outro lado, a presença do terminal de GNL TGS/SC pode permitir o atendimento de demandas da malha Centro-Oeste/SP/Sul sem necessidade de elevados volumes de transferência entre as malhas, resultando em ampliações menos extensas no Sudeste.

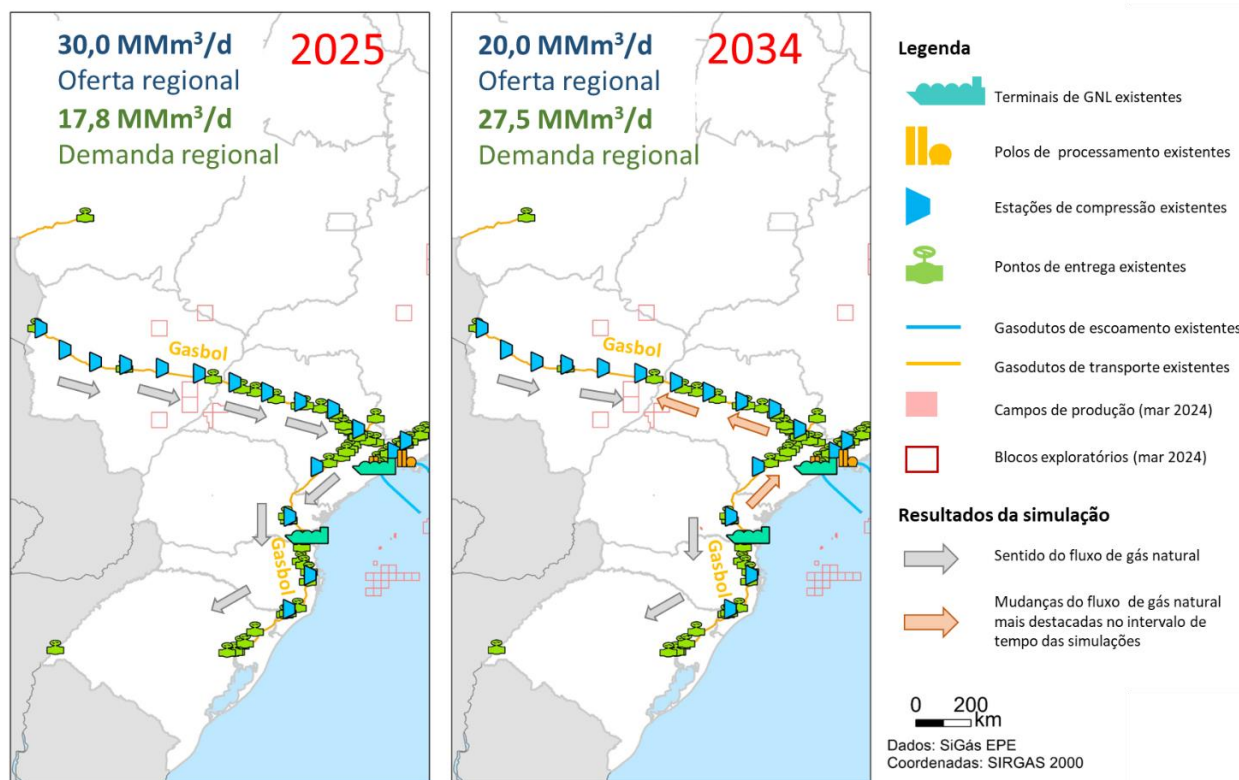
Com relação à demanda, nesta edição do PDE foi considerado consumo de gás natural pela UTE Sepé-Tiaraju/RS (antiga UTE Canoas) ao longo de quase todo o horizonte do estudo. Devido a isso, foram observadas restrições de atendimento no trecho final do GASBOL, decorrentes da operação simultânea desta UTE e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS em suas capacidades máximas. Destaca-se que mesmo com a entrada em operação do terminal de GNL TGS/SC em 2024, ainda foram localizadas restrições ao escoamento no trecho indicado, exigindo operação da UTE Sepé-Tiaraju/RS com combustível alternativo. Assim, para pleno atendimento desse trecho, fazem-se necessárias ampliações adicionais por meio de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente.

Destaca-se que não foram observadas outras restrições ao atendimento das demandas da malha Centro-Oeste/SP/Sul ao longo de todo o horizonte do PDE. A Figura 7-14 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Por fim, é relevante destacar que ao longo do horizonte de análise deste PDE, foi observada uma modificação do escoamento do gás natural, em relação ao sentido usualmente estabelecido (Figura 7-14). A premissa de redução dos volumes de importação de gás boliviano acaba por exigir maiores vazões de gás natural oriundos da malha Sudeste ou do Terminal TGS. Assim, foi observada a inversão de compressores no trecho norte do GASBOL, permitindo que o gás oriundo da malha Sudeste alcançasse demandas no Mato Grosso do Sul.

Adicionalmente, caso sejam utilizados maiores volumes de gás a partir do TGS/SC também se faz necessária a inversão dos compressores no trecho entre Araucária e Paulínia, de forma a permitir que o gás do terminal possa fluir em sentido ao trecho norte do GASBOL.

Figura 7-14 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 do GASBOL e do GASUP



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram considerados na simulação da malha integrada, por se tratar de sistemas isolados

7.7 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2024 a 2034. Os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, enquanto os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada estimadas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma. Além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento e em possíveis novos gasodutos de transporte para ampliar a capacidade de transporte da malha integrada, ou atender a regiões ainda sem fornecimento de gás natural.

No caso dos investimentos previstos em gasodutos de escoamento, foram considerados, no cenário de referência, três gasodutos: Rota 3, Projeto SEAP e o conexão Raia-TECAB. O gasoduto Rota 3 já vinha sendo considerado nas versões anteriores do PDE, com investimentos previstos da ordem de R\$ 6,0 bilhões, e previsão de entrada em operação para 2024. Este ciclo também incluiu como previstos um gasoduto para escoamento do gás natural proveniente da Bacia do

Sergipe-Alagoas, o Projeto SEAP, da Petrobras, com investimentos previstos da ordem de R\$ 2,3 bilhões, com previsão de início das obras em 2025 e entrada em operação em 2029 (PETROBRAS, 2023a; EPE, 2024b). Por fim, também se considerou um gasoduto para escoamento do gás natural proveniente do bloco BM-C-33, o Projeto Raia, da Equinor, com investimentos previstos da ordem de R\$ 1,9 bilhões, com estimativa de início das obras em 2024 e entrada em operação em 2028 (PETROBRAS, 2023a; EPE, 2024b). Os dois últimos projetos terão processamento *offshore* do gás, utilizando módulos instalados nas plataformas de produção que, em seguida, seriam injetados diretamente na malha de transporte. Dessa forma, não foram contabilizadas suas unidades de processamento de gás natural nesta seção.

Sobre as UPGNs previstas, considerou-se no cenário de referência, duas unidades: Complexo de Energias Boaventura e UTG de São Roque. O Complexo de Energias Boaventura (antigo Polo GASLUB), no Rio de Janeiro, já vinha sendo considerado nas versões anteriores do PDE, com investimentos estimados na ordem de R\$ 2,4 bilhões e previsão de entrada em operação em 2024. O presente ciclo do PDE incluiu também como prevista a UTG de São Roque, na Bahia, que teve suas obras iniciadas em 2022 e tem estimativa de entrada em operação em 2024, aguardando a autorização final de operação. A previsão de investimento dessa unidade é estimada em R\$ 25 milhões (BRASIL ENERGIA, 2023; EPBR, 2024e). Adicionalmente, como expansão de UPGNs na categoria Indicativa (business as usual), no PDE 2034, foram consideradas adaptações na UTGCA de modo a possibilitar a manutenção dos patamares de oferta utilizados nesta edição do estudo.

No caso denominado “Estudados EPE”, tanto para gasodutos de escoamento quanto para UPGNs, foram considerados os projetos detalhados nos ciclos 2019, 2021 e 2023 do Plano Indicativo de Escoamento e Processamento (EPE, 2019b; EPE, 2021a, EPE, 2024b). Foram analisados os projetos *offshore* relativos às Bacias de Campos; Santos; Espírito Santo-Mucuri; Sergipe-Alagoas; Camamu-Almada, tanto nos ambientes do Pré-sal quanto no Pós-sal; e Foz do Amazonas. Também foram investigados projetos *onshore* nas Bacias do Solimões; Parnaíba e Tucano Sul. De uma maneira geral, foram estudados dutos de conexão ao litoral, dutos de conexão à malha de escoamento existente, dutos de conexão *onshore* para ligação a UPGNs existentes, *hubs offshore*, bem como UPGNs dimensionadas para o processamento do gás proveniente destas Bacias, podendo ser tanto *offshore* quanto *onshore*, a depender do projeto.

Quanto aos gasodutos de transporte previstos no horizonte do PDE 2034, destaca-se a finalização do gasoduto que interconecta o terminal de GNL da UTE Porto de Sergipe, da Eneva, em Barra dos Coqueiros/SE, à malha integrada. O gasoduto, que foi nominado como CT Sergipe, seria bidirecional, com 24 polegadas e 25 km de extensão. O custo do investimento é estimado em R\$ 340 milhões e é previsto para entrar em operação em 2024 (TAG, 2023b). Ainda é prevista a finalização da implantação do gasoduto GASFOR II, trecho Horizonte/CE-Caucaia/CE, de 83,2 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro, que visa desviar a rota do GASFOR de uma área densamente povoada no município de Fortaleza/CE que, por questões de segurança, obrigava a redução da pressão do gás neste trecho. Atualmente, a estimativa de custos do projeto está na ordem de R\$ 430 milhões (TAG, 2024). Como mencionado na seção 7.1, ressalta-se que a TAG, transportadora responsável pela sua construção, já requereu em novembro de 2023 a Licença de Operação para o gasoduto ao Ibama (DOU, 2023b) e a expectativa é que já em 2024 o gasoduto esteja operacional. Destaca-se, no entanto, que após a entrada em operação deste gasoduto haja desativação de cerca de 25 km de dutos relativos ao GASFOR. E, também conforme

mencionado na seção 7.1, o gasoduto GASIG, que interliga o Complexo de Energias Boaventura e a malha de transporte, anteriormente considerado nesta seção, já se encontra em operação (DOU, 2024a).

Os gasodutos de transporte considerados no caso “Estudados EPE” são aqueles detalhados nos ciclos 2019, 2020 e 2022 do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (EPE, 2019a; EPE, 2020a; EPE, 2022e), e estão relacionados ao atendimento de novas áreas do País ainda sem fornecimento de gás natural, ao fornecimento de gás natural para a malha integrada a partir de terminais de GNL existentes e não conectados, para terminais futuros e também para projetos de termelétricas associadas à Lei nº 14.182/2021, que versa sobre a desestatização da Eletrobras.

Ainda relacionado ao sistema de transporte, neste ciclo foi incluída mais uma categoria que remete a expansão da capacidade de transporte da malha dutoviária: estações de compressão. Foi considerada como prevista a expansão da capacidade de compressão no GASBOL (estação de Biguaçu em Santa Catarina e Araucária no Paraná), fruto do resultado da Chamada Pública 03/2021. A obra de ampliação começou em 2023 e o investimento previsto pela TBG é de R\$ 145 milhões até 2025, quando é esperado que a expansão se torne operacional (EPBR, 2022b).

Foram consideradas, também, duas outras estações de compressão como indicativas. Uma delas é a construção da estação de compressão de Japeri pela NTS, com o objetivo de ampliar a vazão de gás transportado entre os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo, hoje limitado por questões físicas da malha. O projeto tem um investimento previsto de R\$ 513 milhões, conforme estimado pela EPE (EPE, 2022e), e teria previsão de entrada em operação em 2028 (NTS, 2024). A outra ECOMP indicativa considerada refere-se à construção da estação de compressão de Itajuípe na Bahia pela TAG, que tem como objetivo aumentar a capacidade de gás transportado entre as malhas do Sudeste e Nordeste, hoje limitada a menos de 10 milhões de m³/dia. O investimento previsto é de R\$ 686 milhões e é prevista para o ano de 2026 (TAG, 2023b).

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a construção de um terminal no horizonte do PDE 2034, em Suape/PE, em píer existente do Porto de Suape. Cabe destacar que, dos quatro terminais considerados previstos no ciclo anterior, três já se encontram construídos (TGS/SC, TRSP/SP e Barcarena/PA) e um deles foi cancelado (Portocém/CE). No que diz respeito ao projeto de Suape, a OnCorp é a proprietária do empreendimento que prevê investimentos da ordem de R\$ 300 milhões, com previsão de entrada em operação em 2026. A obra iniciou em 2023 e em agosto do mesmo ano foi concluída a primeira fase do projeto de revitalização do píer onde será instalado o terminal, obra que contou com a substituição de placas com problemas de drenagem (EPBR, 2023d).

No caso denominado “Estudados EPE”, considerou-se também a entrada de quatro novos terminais de GNL ligados a outros projetos com demanda termelétrica ou não termelétrica de gás natural descritos no PITER do ciclo de 2021 (EPE, 2021b). Sendo assim, foi estimado um investimento total de R\$ 1,1 bilhões em terminais de GNL indicativos no cenário Estudados EPE. Porém, cabe ressaltar que estes valores podem variar consideravelmente, dependendo das características de cada terminal específico, assim como sua configuração técnica e instalações portuárias associadas.

Os valores de investimentos em gasodutos de escoamento, UPGNs e gasodutos de transporte foram analisados em nível conceitual, e podem sofrer alterações dentro do grau de incerteza indicado. Destaca-se que os valores para projetos indicativos (“*business as usual*” e estudados EPE) foram calculados a partir das metodologias e ferramentas desenvolvidas pela EPE.

Dessa forma, a Tabela 7-1, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos estimados. Destaca-se que condições favoráveis adicionais ao mercado de gás natural brasileiro, tais como efetivas melhorias propostas no âmbito do Programa Gás Para Empregar, podem resultar em ampliação dos valores de investimentos estimados, devido à possibilidade de inclusão de novos projetos, além dos considerados nesta edição do PDE.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (<i>business as usual</i>)		Indicativos (Estudados EPE ⁵)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento^{1,2}	3	10,20	0	0,00	22 ⁶	32,10
Gasodutos de Transporte¹	2	0,77	0	0,00	20 ⁷	76,50
Estações de Compressão	2	0,15	2	1,20	0	0,00
Terminais de Regaseificação de GNL³	1	0,30	0	0,00	4	1,10
UPGNs⁴ e Hubs^{4,5}	2	2,42	1	1,00	19 ⁸	30,76
TOTAL	9	13,84	3	2,20	65	140,46

Fonte: Elaboração própria.

Notas:

- (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos, o grau de incerteza da estimativa varia de -7% a +17% (AACE-18R-97).
- (2) Custos dos projetos indicativos (PIPE 2019, PIPE 2021 e PIPE 2023): os custos de gasodutos de escoamento incluem os dutos e demais equipamentos necessários (PLETs e PLEMs, por exemplo), mas não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO ou na plataforma do hub.
- (3) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX); a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).
- (4) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP (PIPE 2019 e PIPE 2021) apenas para projetos indicativos (EPE, 2018), bem como o *software* comercial Que\$tor da S&P Global (PIPE 2023); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).
- (5) Nomenclatura alterada de forma a evidenciar que esta categoria consolida todos os resultados dos planos indicativos da EPE, não estando totalmente vinculados ao cenário “Gás para Empregar” do Box 7.3.
- (6) Considera os custos da plataforma e os custos dos sistemas de compressão para exportação do gás nos *hubs offshore*, conforme apresentados no PIPE 2021 e PIPE 2023. Os custos dos dutos e demais equipamentos do hub *offshore* são considerados como constituintes do sistema de gasodutos de escoamento, sendo contados na linha “Gasodutos de Escoamento” da Tabela 7-1.
- (7) Inclui os gasodutos estudados no PIPE 2019, PIPE 2021 e no PIPE 2023 (gasodutos convencionais de escoamento e gasodutos de escoamento constituintes de *hubs*).
- (8) Inclui os gasodutos estudados no PIG 2019, PIG 2020 e no PIG 2022.
- (9) Inclui as UPGNs estudadas no PIPE 2019, PIPE 2021 e no PIPE 2023 e as plataformas de coleta, compressão e escoamento dos *hubs* estudados no PIPE 2021 e PIPE 2023.

Pontos Principais do Capítulo

- Na infraestrutura, destacam-se como projetos previstos: Rota 3 (18 milhões de m³/dia) em 2024; Raia (16 milhões de m³/dia) em 2028; Sergipe Águas Profundas (18 milhões de m³/dia) em 2029; GASFOR II / trecho Horizonte-Caucaia (6 milhões de m³/dia) em 2024; Conexão do Terminal Sergipe (CT Sergipe) à malha TAG (10 milhões de m³/dia) em 2024; Complexo de Energias Boaventura/RJ da Petrobras em 2024; UTG São Roque/BA da PetroRecôncavo (400 mil m³/dia) em 2024; Terminal de GNL em Suape/PE para 2026 com capacidade de 14 milhões de m³/dia.
- A entrada de novos fornecedores no mercado de gás natural após a edição da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás) ampliou as modalidades de contratação, trazendo diversidade de condições de entrega e precificação na comercialização de gás. Em particular, novos contratos indexados ao Henry Hub foram firmados com vigência até 2034.
- As projeções de preços de gás natural nos pontos de entrega da malha integrada representam preços de portfólio dos diversos agentes atuantes na comercialização de gás no Brasil. São baseadas em contratos vigentes, em perspectivas sobre a evolução da competitividade, a inclusão de novos agentes e novos investimentos. Porém, não são considerados possíveis impactos de políticas públicas de incentivo ao gás natural.
- O Brasil poderá alcançar volumes de gás natural com preços competitivos a partir de avanços no processo de abertura do mercado e em políticas públicas que possam promover o aumento da competição e a diversificação da oferta no horizonte do PDE 2034. Destaca-se, neste sentido, a implementação das medidas propostas pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE).
- A demanda de gás natural na malha integrada atingirá cerca de 134 milhões de m³/dia em 2034, enquanto o total para o Brasil atingirá aproximadamente 221 milhões de m³/dia no mesmo ano. Estes valores representam o somatório das parcelas para consumo não termelétrico e para geração de eletricidade a gás natural, bem como termelétricas bicompostíveis com gás natural.

Pontos Principais do Capítulo

- A oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 49 milhões de m³/dia em 2024 para aproximadamente 91 milhões de m³/dia em 2034, com 71% oriundo do Pré-sal, no final do horizonte. Para que estes volumes se concretizem, no entanto, é necessário, principalmente, que as infraestruturas de escoamento e processamento previstas para Raia e SEAL sejam efetivadas, bem como é necessária a finalização e entrada em operação das infraestruturas relacionadas às produções do Pré-sal (Rota 3 e Complexo de Energias Boaventura).
- A capacidade de regaseificação em terminais de GNL apresenta-se como a principal parcela da oferta importada, dada a elevada capacidade destas infraestruturas. Destaca-se, no entanto, que sua utilização se encontra mais vinculada aos despachos termelétricos, resultando em períodos de elevada ociosidade nas situações de baixa geração termelétrica.
- Ao longo do horizonte, o cenário de referência considerou apenas a importação de gás natural boliviano por meio do GASBOL. Por conta das complexidades para garantir o abastecimento de gás natural por este país, em especial para a Região Sul do Brasil, projeta-se uma queda de oferta ao longo do horizonte. Neste sentido, alternativas de fornecimento devem ser estudadas, como o gás oriundo da Argentina, além das alternativas de gasodutos para viabilizar a chegada desse gás ao Brasil: (i) gasoduto através de Argentina, Paraguai e Brasil, (ii) Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (Trecho 2) ou (iii) utilização do próprio GASBOL com gás argentino. Destaca-se que a produção nacional na Região Sudeste e terminais de GNL também podem desempenhar um papel relevante para compensar essa redução de importação de gás da Bolívia, embora isso possa exigir expansões de infraestrutura de transporte na malha de gasodutos da Região Sudeste.

Pontos Principais do Capítulo

- A infraestrutura existente na malha integrada apresentará alterações relevantes ao longo do horizonte. O descomissionamento do Terminal de GNL de Pecém/CE, aliado a restrições de movimentação ao longo de alguns gasodutos na região podem resultar em restrições ao atendimento no trecho final desta malha mesmo havendo novas ofertas na região, como a conexão do Terminal de Porto de Sergipe/SE e as descobertas da Bacia do SEAL. Esperam-se saldos positivos de oferta na Malha Sudeste ao longo do horizonte do PDE 2034, o que permitirá que esta malha atue no abastecimento da Malha Centro-Oeste/SP/Sul, ação necessária devido à redução projetada de importação de gás boliviano. Destaca-se que as elevadas transferências entre estas malhas apontam a necessidade de uma nova estação de compressão em Japeri/RJ, além de poder exigir outras expansões na Malha Sudeste, em função dos perfis de oferta que podem ocorrer nesta malha ao longo do horizonte.
- A previsão de investimentos relacionados à expansão da infraestrutura de gás natural é da ordem de R\$ 156,50 bilhões, dos quais cerca de R\$ 13,84 bilhões em projetos previstos e R\$ 142,66 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, consideram-se aqueles que apresentam decisão final de investimento, além daqueles estudados pela EPE nos Planos Indicativos.

8 Oferta de Biocombustíveis

Neste capítulo são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, biodiesel, combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), diesel verde e bioeletricidade da cana, além de apontar o potencial de produção do biometano do setor sucroenergético, além de inovações tecnológicas como a captura e armazenagem de dióxido de carbono (Bio-CCS), o hidrogênio de baixa emissão de carbono e os combustíveis sintéticos, no horizonte do PDE. As projeções consideram o conjunto de políticas públicas nacionais, os condicionantes de mercado e os acordos internacionais relacionados aos biocombustíveis que influenciam diretamente em sua oferta nesse ciclo de estudos.

8.1 Introdução

8.1.1 Biocombustíveis na transição energética

Muito tem se discutido sobre transição energética. Este tema se tornou uma prioridade global, com o objetivo de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Nesse contexto, os biocombustíveis emergem como uma alternativa sustentável e renovável, essencial para a diversificação da matriz energética. No Brasil, a ampla disponibilidade de recursos naturais e o desenvolvimento de tecnologias avançadas de produção colocam o país em uma posição de destaque na oferta e demanda de biocombustíveis, como etanol, biodiesel, biogás e combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). O consumo destes combustíveis renováveis não apenas ajuda a reduzir as emissões de GEE, mas também impulsiona a economia local, promovendo a segurança energética e gerando empregos, especialmente em áreas rurais.

Globalmente, os biocombustíveis, etanol, biodiesel, biogás e diesel verde, já são amplamente utilizados e contribuem significativamente para a redução das emissões de GEE. A produção em larga escala desses biocombustíveis demonstra seu papel crucial na matriz energética mundial. Além disso, o mercado para novos biocombustíveis promissores, como o SAF, está sendo desenvolvido, por meio de melhoria do processo produtivo e de arcabouços regulatórios, permitindo que estejam disponíveis para uso de forma ampla, contribuindo ainda mais para a descarbonização de setores específicos, como o da aviação.

8.1.2 Biorrefinarias

As biorrefinarias desempenham um papel central e estratégico neste processo de transição. Definidas como instalações que utilizam biomassa para produzir uma ampla gama de produtos, incluindo biocombustíveis, bioprodutos e eletricidade, elas são essenciais para o desenvolvimento de uma economia sustentável. No Brasil, as usinas produtoras de açúcar, etanol e biodiesel já funcionam como biorrefinarias, utilizando biomassa como matéria-prima e produzindo uma variedade de produtos, incluindo biocombustíveis e bioprodutos como açúcar, glicerina, bioplásticos e bioquímicos. O direcionamento de estruturas de refino pré-existentes para o processamento de biomassa, além da expansão das biorrefinarias de segunda geração, que

utilizam resíduos agrícolas e outras fontes não alimentares, representa um avanço significativo, permitindo a conversão desta gama de insumos, utilizando diversas rotas e plataformas de conversão (termoquímica, biológica, catalítica e física), em produtos de alto valor agregado.

Essas biorrefinarias podem necessitar de apoio, inicialmente, através de políticas públicas para se tornarem competitivas, especialmente no contexto de substituição de produtos derivados de fontes fósseis. As questões técnicas relacionadas às rotas tecnológicas para diversas matérias-primas e parte da legislação regulatória já são conhecidas, mas ainda se encontram dispersas entre diferentes setores da indústria, economia e governo. A compilação dessas informações e a introdução de componentes sociais são essenciais para legitimar essa nova atividade e garantir que seus benefícios sejam amplamente distribuídos na sociedade. Um exemplo dessa integração é o Selo Biocombustível Social (SBS), que envolve os produtores de matéria-prima em políticas públicas, promovendo inclusão social e econômica.

A evolução das biorrefinarias também depende de novas regulamentações que abordem matérias-primas, produtos e a economia circular, configurando um novo modelo de negócios: a bioeconomia. No Brasil, as atuais usinas de etanol e biodiesel já operam sob regulamentações que abrangem combustíveis, energia elétrica e questões ambientais. A experiência acumulada nas fases agrícola, industrial, regulatória, de distribuição e consumo final no setor de biocombustíveis brasileiro oferece uma base sólida para o desenvolvimento das biorrefinarias e para o avanço da bioeconomia. É crucial que todos os atores envolvidos alinhem objetivos para alcançar metas ambiciosas de mitigação dos efeitos climáticos adversos e proteção da qualidade de vida no planeta.

O desenvolvimento de biocombustíveis avançados, como o SAF, responde às crescentes demandas por soluções de baixa emissão no setor de transporte aéreo. Esse segmento específico se destaca pela necessidade de descarbonização e pelo potencial de inovação tecnológica, áreas onde as biorrefinarias podem oferecer soluções viáveis e sustentáveis. O avanço tecnológico e o apoio governamental são essenciais para a consolidação do Brasil como líder global em energia renovável, destacando o papel estratégico das biorrefinarias e dos biocombustíveis na construção de um futuro energético mais limpo e sustentável. As biorrefinarias, portanto, não são apenas um componente técnico da produção de biocombustíveis, mas também uma peça central na estratégia de transição para uma economia de baixo carbono, integrando sustentabilidade, inovação e desenvolvimento econômico e se caracterizando como uma nova frente de investimentos para a transição energética.

8.1.3 Políticas Públicas para biocombustíveis

As políticas públicas para estímulo do mercado de combustíveis de origem renovável no Brasil remontam à década de 1930. Nos anos 1970 estabeleceu-se a mistura obrigatória de etanol anidro na gasolina e incentivos diretos e indiretos para este biocombustível (BRASIL, 1977). No início do século XXI foram lançados o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) e, mais recentemente, a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Em outubro de 2024, o Projeto de Lei Combustível do Futuro (PL 4516/2023, apensado ao PL 528/2020), foi sancionado na Lei nº 14.993/2024.

O país possui políticas de diferenciação tributária entre biocombustíveis e seus análogos fósseis, em termos de PIS/Cofins¹²⁰ e Cide¹²¹, tais como as adotadas para o etanol e biodiesel em relação à gasolina e diesel, respectivamente. Os estados desempenham um papel importante nesse sentido, por meio das alíquotas diferenciadas de ICMS¹²²¹²³ (EPE, 2016) (EPE, 2023b).

Destacam-se, ainda, as linhas de financiamento específicas para este segmento administradas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

8.1.3.1 PNPB

Criado através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), o PNPB introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira por meio da inclusão da definição de biodiesel na Lei nº 9.478/1997 e da previsão do uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil.

No art. 6º, inciso XXV da Lei nº 9.478/1997, o biodiesel é definido como “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”, evidenciando a possibilidade de enquadramento de diversas rotas tecnológicas de produção. Atualmente, encontra-se em vigor a Resolução ANP nº 920/2023 que restringe a definição da Lei, especificando o biocombustível como sendo composto por uma mistura de ésteres de ácidos graxos (ANP, 2023).

Inicialmente a adição de 2% de biodiesel ao diesel fóssil era autorizativa (voluntária), passando a ser obrigatória em 2008. O percentual atingiu 5% em 2010 e, desde então, observou-se uma rápida evolução, especialmente com o advento da Lei nº 13.033/2014. Posteriormente, esta foi alterada pela Lei nº 13.263/2016, que estabeleceu 10% de adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, e autorizou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a elevar o percentual de biodiesel na mistura até o patamar de 15% (BRASIL, 2016). A Lei também estabeleceu que o CNPE poderá, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público, reduzir esse percentual a até 6%, restabelecendo-o por ocasião da normalização das condições que motivaram tal redução.

O PNPB apresenta três objetivos institucionais: implantar um programa sustentável de produção e uso do biodiesel, promovendo a inclusão social; garantir preços competitivos, qualidade e suprimento do produto; e produzir o biodiesel a partir de diferentes oleaginosas e em regiões diversas.

¹²⁰ PIS/Pasep: Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação de Patrimônio do Servidor Público. Cofins: Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social.

¹²¹ Cide: Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico.

¹²² Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

¹²³ A Lei Complementar 194/2022 limita a cobrança do ICMS de combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo à alíquota mínima de cada estado, que varia entre 17% e 18%, e zera os tributos federais (PIS/Pasep, Cofins e CIDE) sobre gasolina e etanol, até 31 de dezembro de 2022, enquanto a EC nº 123/2022 estabelece um diferencial das alíquotas, para proporcionar competitividade aos biocombustíveis (BRASIL, 2022a, 2022b).

8.1.3.2 RenovaBio

Instituído pela Lei nº 13.576/2017 (BRASIL, 2017a), o RenovaBio reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (EPE, 2018) (EPE, 2023b). A Política busca ampliar a participação competitiva dos biocombustíveis baseando-se no estabelecimento de metas anuais de redução de intensidade de carbono (gCO_2/MJ) da matriz energética de transporte para um período mínimo de dez anos, na certificação de biocombustíveis e no Crédito de Descarbonização (CBIO).

Em julho de 2024, quinto ano de operacionalização do mercado, 329 certificados de produtores de biocombustíveis estavam válidos, sendo que 290 destes passaram por processo de renovação. Tais certificações representam 78% do total de unidades autorizadas a comercializar biocombustíveis (422) até 16 de julho de 2024 (ANP 2024b). Estratificando por biocombustível certificado, são 288 usinas de etanol, 37 plantas de biodiesel e 4 de biometano (81%, 63% e 67% das plantas autorizadas a operar, respectivamente). Para maiores detalhes, acessar a série de publicações da Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018) (EPE, 2023b).

8.1.3.3 Combustível do Futuro

Estabelecido por meio da Resolução CNPE nº 7/2021 (CNPE, 2021b), o Programa Combustível do Futuro tem por objetivo aumentar a participação de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, integrando diversas políticas públicas, tais como o RenovaBio, o PNPB, o Programa Nacional de Etiquetagem Veicular e o Programa de Mobilidade Verde e Inovação (MOVER). O Programa também estuda o uso do combustível sustentável de aviação e de alternativas sustentáveis no setor marítimo, combustíveis sintéticos, etanol 2G, medidas para a captura e armazenamento de carbono, como na produção de biocombustíveis, e formas de uso do hidrogênio como combustível (CASA CIVIL, 2021) (CNPE, 2021a).

Como resultado dos estudos realizados pelo Comitê-Técnico do Combustível do Futuro (CT-CF), o governo federal encaminhou ao Congresso Nacional PL 4516/2023, apensado ao PL 528/2020 e consolidado na Lei nº 14.993/2024, que "*Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano*". A alteração dos limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina C e do teor de mistura de biodiesel ao diesel, comercializados ao consumidor final, também são mudanças trazidas pelo novo marco legal¹²⁴.

¹²⁴ O PL também propõe alterações na Lei nº 9.478/1997, dentre as quais destaca-se a ANP como órgão regulador da indústria dos combustíveis sintéticos e da captura e da estocagem geológica de CO_2 . Define também o Combustível Sintético como aquele sintetizado a partir de rotas tecnológicas a exemplo de processos termoquímicos e catalíticos e que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil.

Ao término da elaboração desse item, a Lei nº 14.993/2024 não havia sido sancionada. Alguns pontos do PL 528/2020 foram inseridos na forma de análises de sensibilidades, entretanto outros aspectos serão incluídos em estudos futuros.

8.2 Etanol

8.2.1 Oferta de Etanol no Brasil

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com o cultivo da cana-de-açúcar e do milho e com o mercado internacional de açúcar.

As unidades sucroenergéticas vêm sendo impulsionadas, nos últimos anos, pela atratividade do açúcar no mercado internacional, com investimentos direcionados a *brownfields* (expansão e/ou *retrofit* de usinas existentes), como ampliação da capacidade de cristalização e de produção de etanol, e poucos *greenfields* (novas usinas). Esse setor aproveita sua flexibilidade na produção de açúcar e etanol, para se ajustar às flutuações de mercado. A bioeletricidade é um terceiro ativo deste segmento, contribuindo para o aumento de sua receita. O setor também começa a investir na produção de biogás e biometano utilizando vinhaça, torta de filtro e, em menor escala, palhas e pontas, tem apresentado avanços (EPE, 2023a). O biometano pode ser utilizado para substituir o óleo diesel nas operações agrícolas e o excedente pode ser comercializado.

Paralelamente, a produção de etanol de milho obteve um crescimento expressivo, principalmente na região Centro-Oeste e foi favorecida pelo aumento da produção do cereal, do qual pode-se obter até três safras anuais, em combinação com outros cultivos, notadamente a soja, diferentemente da cana (MAPA, 2024; UNICA, 2024). Além disso, se beneficia da geração de coprodutos como o óleo de milho, destinado ao consumo humano, e do DDGS (*distiller's dried grains with solubles*), para nutrição animal, adicionando assim mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017; MILANEZ *et al.*, 2014). O milho tem como vantagem a possibilidade de seu armazenamento, viabilizando que as usinas operem ao longo de todo o ano. Ocorreram diversos investimentos nos últimos anos, gerando resultados positivos e perspectivas promissoras para o futuro da expansão do biocombustível.

A projeção da oferta¹²⁵ de etanol considera uma série de premissas, tais como o ciclo da cana (cinco cortes); a expansão da capacidade produtiva; a evolução dos fatores de produção, como produtividade agrícola (TCH), área e qualidade da cana (Açúcar Total Recuperável - ATR/tc); a produção de açúcar; o índice de transformação industrial; o etanol de segunda geração (lignocelulósico/E2G); e a produção de etanol de milho.

¹²⁵ Para maior detalhamento da metodologia utilizada, sugere-se consultar a publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2024 - 2033 (EPE, 2023a).

Em maio de 2024, existiam 360¹²⁶ unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem era de cerca de 780 Mtc (fator de capacidade de 90% da nominal), com capacidade nominal de produção de etanol de 49,0 bilhões de litros¹²⁷. No que se refere ao etanol de milho, havia 24 unidades em operação (sendo 13 *full* e 11 *flex*), com capacidade total de processamento de 20,1 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 8,0 bilhões de litros. Existem ainda três unidades produtoras de etanol a partir de cereais (exceto milho) e soja, com capacidade de 31 milhões de litros (ANP, 2024a; MAPA, 2024).

Para o horizonte decenal, os investimentos a serem realizados no setor sucroenergético visam a ampliação da capacidade de cristalização e de produção de etanol, melhorias nos canaviais, cogeração, produção de leveduras, biogás, etanol de segunda geração, captura de carbono e produção de SAF pela rota AtJ (*Alcohol-to-Jet*), entre outros, de forma a aproveitar suas potencialidades.

Em relação ao etanol de segunda geração, o Brasil possui três plantas comerciais uma da GranBio¹²⁸ e duas da Raízen, com capacidade nominal de 30, 42 e 82 milhões de litros/ano, respectivamente (GRANBIO, 2024; RAÍZEN, 2024). Atualmente, a Raízen anunciou sete novos projetos de E2G, todos com capacidade de 82 milhões de litros por ano, com cinco deles tendo previsão de entrada até 2027. A companhia comunicou acordos de venda de 460 milhões de litros de E2G, ao longo de nove anos, e tem planos de construção de outras unidades e licenciamento da tecnologia.

Estima-se que a integração da produção de etanol lignocelulósico com a convencional seja mais competitiva. As usinas que já possuem cogeração e tiverem interesse em produzir etanol lignocelulósico deverão avaliar a disponibilidade e diversidade de matéria-prima (recolhimento de palhas e pontas), bem como a eficientização do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

O etanol de milho, além dos pontos destacados anteriormente, possui um tempo necessário para implantação de cerca de dois anos, o que é relativamente menor que o estimado para as unidades de cana, e a matéria-prima é adquirida diretamente dos produtores do grão, sem a necessidade da usina possuir área própria. Considerando a rápida expansão do processamento do milho para etanol, um ponto de atenção para os próximos anos está na disponibilidade de biomassa para a geração de energia.

Com base no exposto, no horizonte decenal, considera-se para a cana-de-açúcar, a entrada de três¹²⁹ unidades com autorização de construção pela ANP, que aumentam a capacidade nominal de moagem em 4,5 milhões de toneladas (380 milhões de litros para a produção de etanol). As ampliações (ANP) de produção de etanol totalizam 2,3 bilhões de litros, a partir de 36 usinas (ANP,

¹²⁶ Nesse total, estão incluídas as unidades de etanol de milho *flex* e três unidades produtoras de aguardente e/ou etanol para outros usos. Não estão contempladas as de etanol não derivado de cana e aquelas que paralisaram e retornaram no mesmo ano civil.

¹²⁷ Considera uma safra com 200 dias.

¹²⁸ Sem produção de E2G desde a safra 2021/22.

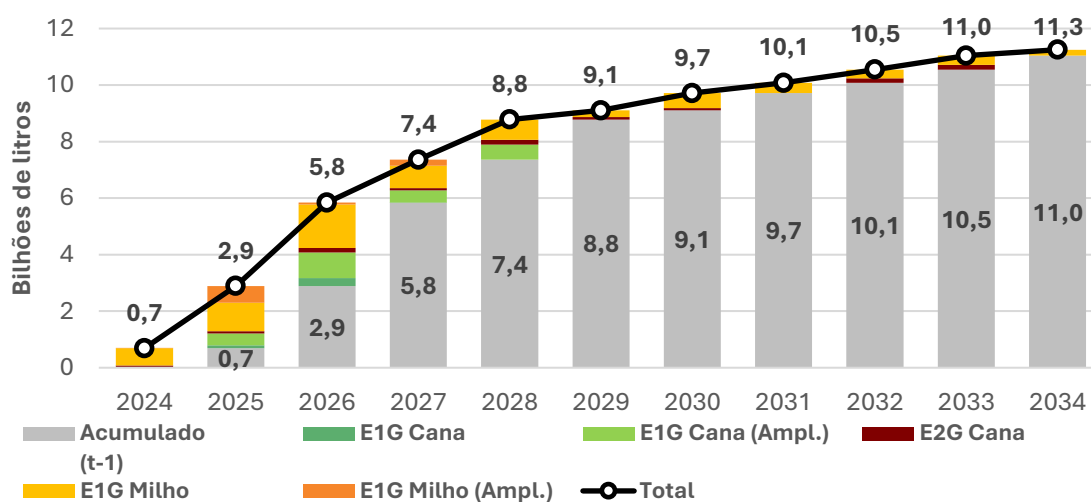
¹²⁹ Uma dessas unidades é de pequeno porte, com capacidade de produção de etanol de 3 m³/dia (ANP, 2024a).

2024a). Não há reativações e fechamentos. O aumento da capacidade de produção de E2G será de 1,2 bilhão de litros em 2034, a partir de 14 unidades produtoras.

Para o milho¹³⁰, tem-se as implantações de 19 unidades (3,6 bilhões de litros) e ampliações de 7 unidades (0,8 bilhões de litros), ambas autorizadas pela ANP, que resultam em um aumento da capacidade de processamento de 10,3 milhões de toneladas (ANP, 2024a). Além disso, considera-se o indicativo de 3,0 bilhões de litros em novas unidades e/ou ampliações, sendo a maioria *full*.

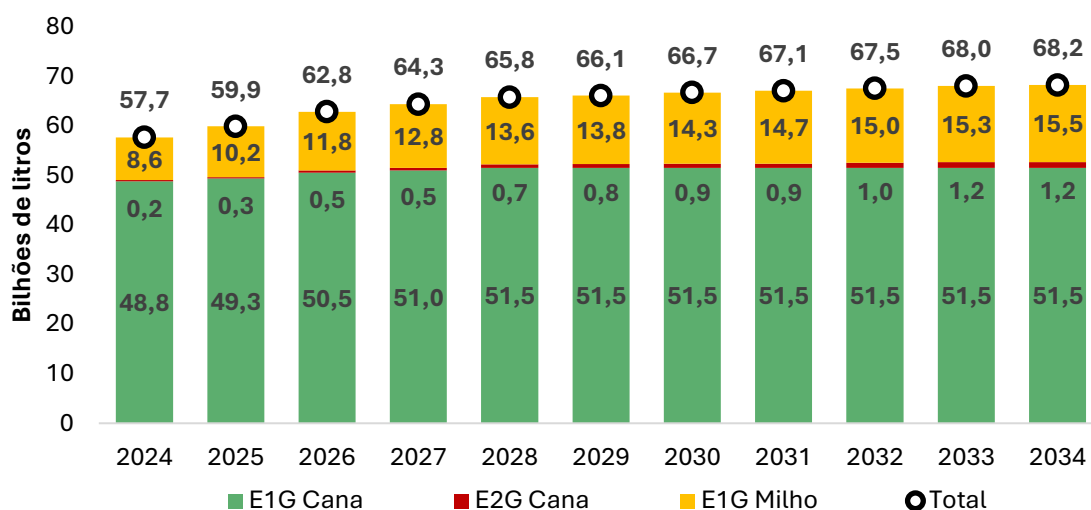
A evolução da capacidade instalada de produção de etanol, com base nessas considerações, pode ser observada nas Figura 8-1 e Figura 8-2. As capacidades nominais de processamento de cana e de milho estão indicadas no Figura 8-3.

Figura 8-1 – Saldo de capacidade instalada de produção de etanol

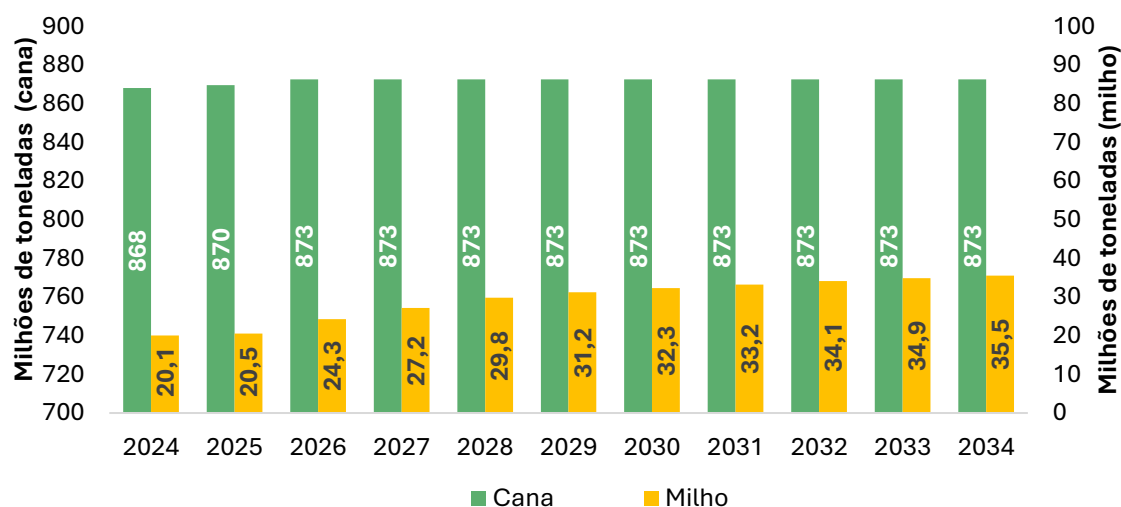


Fonte: EPE (Elaboração própria) a partir de ANP (2024a) e MAPA (2024)

¹³⁰ De forma a simplificar as análises conduzidas nesse estudo, por ora, as produções de etanol a partir de soja e cereais são contabilizadas juntos com a de milho.

Figura 8-2 – Capacidade de produção de etanol (cana e milho)

Fonte: EPE (Elaboração própria) a partir de ANP (2024a) e MAPA (2024)

Figura 8-3 – Capacidade nominal de processamento de cana e milho¹³¹

Fonte: EPE (Elaboração própria) a partir de ANP (2024a) e MAPA (2024)

Em relação à cana-de-açúcar, a safra 2023/24 alcançou recorde no processamento de cana, diante de condições climáticas bastante favoráveis. A produtividade agrícola apresentou um crescimento expressivo de 16,2% e alcançou 85,6 TCH, enquanto a área manteve-se em 8,3 Mha, mesmo patamar dos últimos três anos. O rendimento foi de 137,7 kg ATR/tc, similar ao do período anterior (CONAB, 2024; MAPA, 2024).

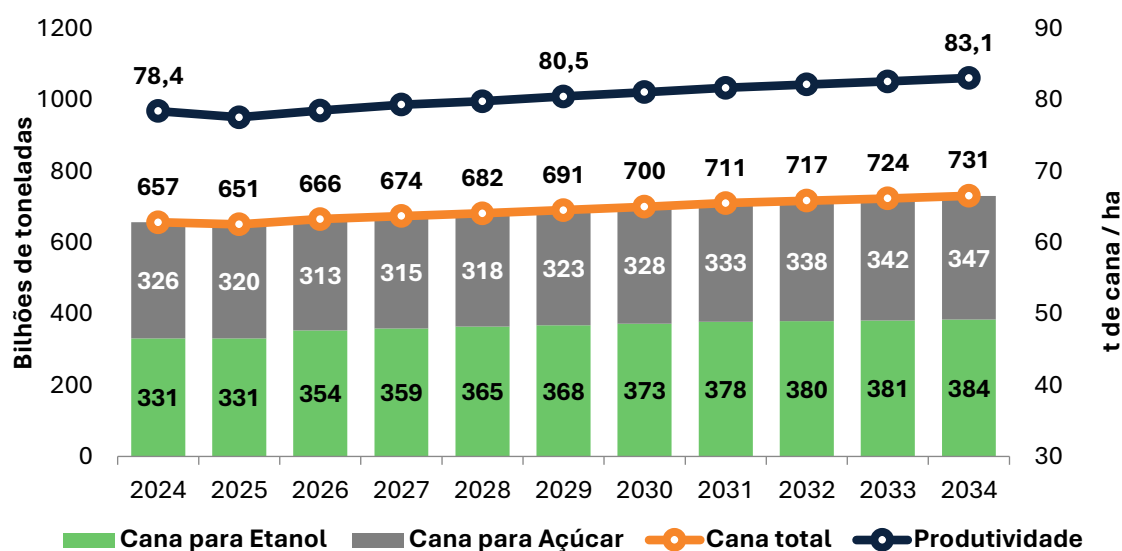
¹³¹ A capacidade de processamento do milho foi estimada com base em informações divulgadas e no rendimento de produção de etanol (litros/tonelada).

Espera-se que a safra corrente 2024/25 tenha um bom desempenho, entretanto inferior ao apresentado no período anterior. O ano base de 2024 foi ajustado conforme o 1º Levantamento da Safra de Cana-de-Açúcar 2024/25 (CONAB, 2024) e as projeções de área e produtividade consideram o comportamento histórico¹³² dessas variáveis.

Estima-se que a área total de colheita de cana passará de 8,4 milhões de hectares em 2024, para 8,8 milhões em 2034. A produtividade atingirá 83,1 TCH em 2034, um crescimento 1,1%¹³³ a.a., enquanto o rendimento ficará no patamar de 142 kg de ATR/tc ao final do período.

A partir da área e da produtividade, projeta-se que a cana colhida cresça a uma taxa de 1,7% a.a., atingindo 731 milhões de toneladas em 2034, conforme Figura 8-4. Assim, o percentual de cana destinada ao etanol irá variar de 50%, em 2024, para 53%, em 2034, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

Figura 8-4 – Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Nota: Produtividade em ano safra

Fonte: EPE (Elaboração própria)

A divisão do ATR total da cana entre o açúcar e o etanol é feita considerando rentabilidade da *commodity* e a grande participação do Brasil no comércio mundial. Dessa forma, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender a essa demanda, obtendo-se, em seguida, a parcela destinada ao etanol.

A projeção da produção brasileira de açúcar tem duas componentes: consumo interno e exportação. O consumo interno considera a evolução do consumo *per capita* brasileiro

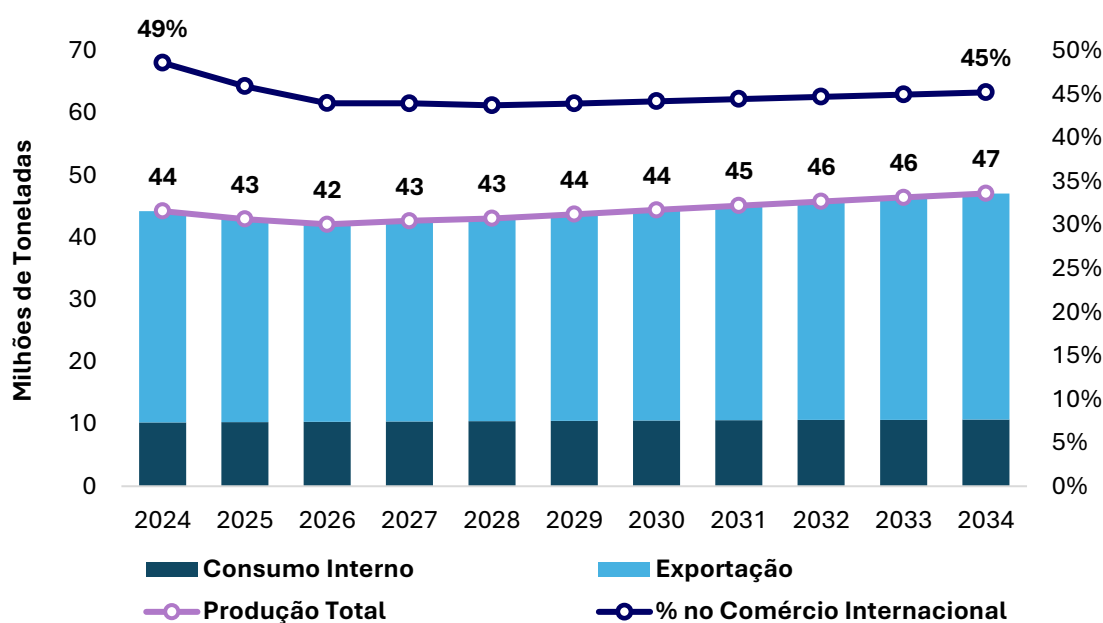
¹³² Para maior detalhamento, sugere-se consultar a publicação anual Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2023b).

¹³³ As taxas de crescimento apresentadas nesse capítulo referem-se ao período de 2022 a 2034.

(kg/hab./ano) e está relacionado aos aspectos de renda, envelhecimento da população e mudanças de hábitos alimentares (FAO, 2012, 2023; ISO, 2023). Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil figura como o principal *player*¹³⁴, sendo responsável por mais de 40% das exportações, seguido de Índia, Tailândia e UE (FAO, 2012, 2023).

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada na Figura 8-5 e alcança 47,1 milhões de toneladas em 2034.

Figura 8-5 – Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: EPE (Elaboração própria)

Com base nessas considerações, a oferta de etanol a partir da cana alcança 32,6 bilhões de litros em 2034, mantendo sua relevância no setor de biocombustíveis. A produção de etanol 2G utilizará pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá atingir 1,2 bilhão de litros em 2034 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

O etanol de milho vem crescendo de maneira expressiva e, em 2023, sua produção foi de 5,8 bilhões de litros, o que equivale a cerca de 15% da produção nacional. Devido às suas características, estima-se que a sua relevância irá aumentar ao longo do período decenal, atingindo 30% de participação em 2034.

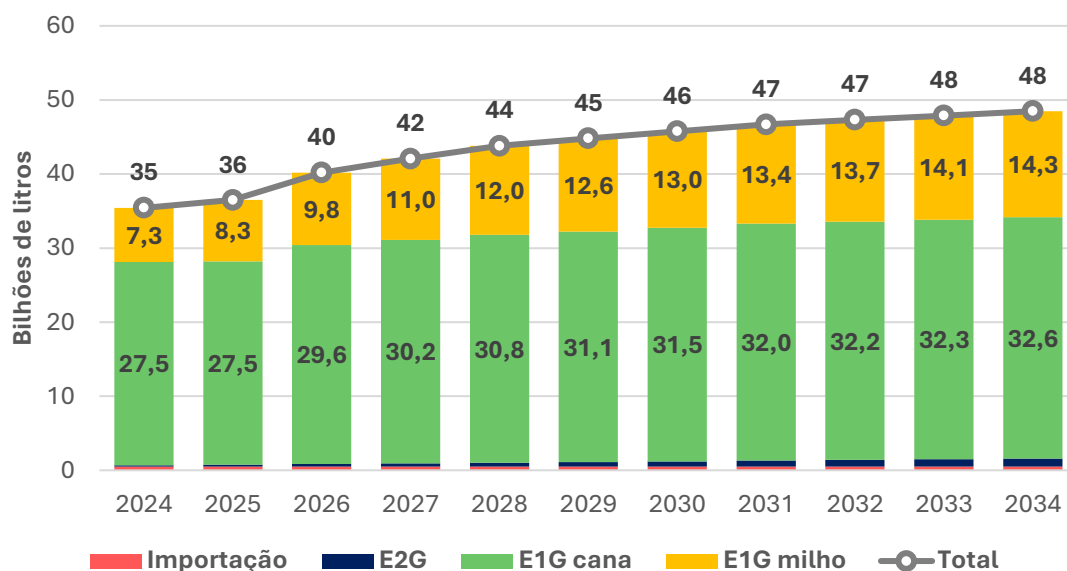
Quanto às importações de etanol, esperam-se aquisições pontuais de anidro no mercado externo em função de janelas de oportunidade sazonais.

Como resultado da produção nacional e das importações de anidro, a oferta total de etanol crescerá a uma taxa de 3,8% a.a., alcançando 48,5 bilhões de litros em 2034, conforme apresenta

¹³⁴ O Brasil é o maior supridor do comércio internacional de açúcar, tendo papel fundamental em momentos de reduções da oferta de outros produtores.

a Figura 8-6. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 5,5% a.a., chegando a 35,1 bilhões de litros no final do período, enquanto estima-se que o anidro (nacional e importado) alcance 13,4 bilhões de litros.

Figura 8-6 – Projeção da oferta total de etanol



Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.2.2 Investimento - Capacidade Produtiva

Na avaliação dos investimentos necessários em projetos de unidades sucroenergéticas de primeira geração (*greenfields*), considerou-se que estas seriam mistas, com perfil tecnológico otimizado e tamanho médio de 4 milhões de toneladas de capacidade nominal de moagem de cana, cujo fator de investimento será de R\$ 605,8/tc. Para a expansão das unidades existentes, o valor é de R\$ 271,7/tc. Tais valores estão deflacionados em relação a dezembro de 2023.

Com isso, os investimentos em capacidade industrial do setor sucroenergético serão da ordem de R\$ 5,3 bilhões, referentes às novas unidades e expansões no período decenal (LNBR, 2022; NOVACANA, 2022). Os investimentos para a formação do canavial serão de aproximadamente 24,3 bilhões de reais, considerando-se a relação entre cana planta (área nova + renovada) e cana total de 17% e tendo a data-base de dezembro de 2023.

A estimativa para as novas plantas de etanol lignocelulósico tem como base os valores de dispêndio e capacidade de produção anunciados pela Raízen, que indicam um fator de R\$ 14,6/litro (RAÍZEN, 2021). O montante projetado totaliza R\$ 15,6 bilhões entre 2024 e 2034.

Para o etanol de milho, o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R\$ 1,29/litro, enquanto para uma usina *full*, o valor é de R\$2,55/litro (LNBR, 2022). Com isso, o investimento estimado no decênio é de R\$ 18,5 bilhões, deflacionados em relação a dezembro de 2023.

Os investimentos em capacidade produtiva de etanol totalizam R\$ 39,5 bilhões, sendo adicionados R\$ 25,6 bilhões relacionados à formação de canavial. Quando se considera a capacidade de produção de açúcar¹³⁵ e etanol juntas, o total estimado é de R\$ 41 bilhões, adicionando-se R\$ 48,7 bilhões com a formação do canavial.

8.2.3 Demanda total de etanol

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas combustível, outros usos (não energético) e aquela destinada à exportação ao mercado internacional.

8.2.3.1 Demanda do mercado interno

A demanda de etanol combustível (anidro e hidratado) parte de 31,5 bilhões de litros em 2024, cresce a 3,5% a.a. e atinge 44,5 bilhões de litros em 2034. O aumento da demanda de etanol combustível é devido à maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte pelos sinais positivos provenientes do RenovaBio e pela melhoria dos fatores de produção realizada pelo setor. Esta competitividade tende a aumentar ao longo do período projetado, puxado, principalmente, pela manutenção e pelo avanço das políticas públicas e incentivos ao setor.

Estima-se que o uso não combustível (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e alcoolquímicos) superará, pouco, o nível de 1,2 bilhão de litros em 2034.

8.2.3.2 Mercado internacional

Para o mercado de energia mundial, incluindo a produção e consumo global de biocombustíveis, permanecem o apoio às políticas de incentivo à eficiência energética e/ou promoção de fontes energéticas mais avançadas e tendência a modestos volumes de renováveis comercializados, em comparação aos fósseis.

Destaca-se que, em setembro de 2023, durante a Cúpula do G20 na Índia, o Brasil acordou a iniciativa Aliança Global dos Biocombustíveis – *Global Biofuels Alliance* (GBA). Esta é uma iniciativa internacional com participação de diversos países, além de organizações e companhias internacionais, com o objetivo de fomentar a produção e o consumo de biocombustíveis, visando a descarbonização do setor de transportes e a transição energética além do crescimento econômico e geração de empregos. A GBA tem a participação de oito países do G20, em destaque, a Índia e os Estados Unidos que, junto do Brasil, estão entre os principais produtores mundiais de biocombustível.

Em 2023, a produção global de etanol foi de 112 bilhões de litros, um aumento de 5% em relação a 2022 (107 bilhões de litros). Os dois principais produtores, Brasil e Estados Unidos, foram responsáveis por 81% da produção mundial do biocombustível (RFA, 2024).

Em 2023, o Brasil exportou 2,7 bilhões de litros e importou 100 milhões de litros (MDIC, 2024). A partir de 2023, a tarifa de importação do etanol passou a ser 16%, conforme a Resolução Gecex nº

¹³⁵ Não foram considerados investimentos em ampliação da capacidade de cristalização.

353, de 23 de maio de 2022, mantendo-se até 31 de dezembro de 2023. Após essa data, a alíquota retornou a 18% (DIÁRIO DO COMÉRCIO, 2023).

Apresenta-se, a seguir, a situação do mercado de biocombustíveis nos EUA, União Europeia e Ásia, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

A lei Energy Independence and Security Act de 2007 – EISA – dita a política energética estadunidense e, através do Padrão de Combustíveis Renováveis (Renewable Fuel Standard – RFS), estabeleceu a adição de biocombustíveis ao combustível automotivo, em volumes crescentes entre 2007 e 2022¹³⁶. Os volumes são distribuídos nas categorias: biocombustíveis convencionais (etanol e biobutanol de milho) e avançados (que reduzem a emissão de GEE em, pelo menos 50%, considerando a análise de ciclo de vida). Esta última categoria está dividida em: biocombustíveis celulósicos, diesel de biomassa e outros biocombustíveis avançados, como o etanol de cana (EUA, 2007).

Em 2023, o país produziu 59,1 bilhões de litros de etanol combustível (aumento de 2,0% em relação a 2022), 54,0 bilhões destinados ao mercado interno (EIA, 2024a). Sua demanda, vinculada à de gasolina pela mistura E10, tem se mantido estável, em torno dos 50 bilhões de litros, com os excedentes sendo destinados ao mercado externo (EIA, 2024b).

Neste ano, as exportações de etanol do país totalizaram 5,4 bilhões de litros, aumento de 6,1% em relação a 2022. Os principais destinos foram: Canadá (44,7%), Reino Unido (11,2%), Países Baixos (8,0%), Coreia do Sul (6,6%) e Índia (6,5%). O Brasil representou menos de 1,0% das exportações estadunidenses, com apenas 0,5 milhão de litros importados (EIA, 2024b). Em relação à importação, foram 0,4 bilhão de litros advindos do Brasil, uma queda de 7% em relação a 2022 (MDIC, 2024).

A EPA (*Environment Protection Agency* - Agência de Proteção Ambiental) é responsável por determinar os volumes obrigatórios da RFS a cada ano, alterando-os em relação aos valores originais. Em dezembro de 2022, a agência divulgou os volumes prévios da RFS para 2023, 2024 e 2025 (EPA, 2023). Além disso, propôs a criação de uma categoria nova de *Renewable Identification Number* (RIN) gerados a partir da eletricidade renovável utilizada em veículos elétricos. Segundo a agência, a geração dos e-RINs seria baseada na quantidade de eletricidade renovável consumida pelos veículos elétricos e os fabricantes seriam os responsáveis pela geração dos créditos, através de contratos de geração e inserção de eletricidade renovável, com produtores qualificados. Em junho de 2023, a proposta de alteração de volumes de 2023 a 2025 foi oficializada na regra final, segundo a Tabela 8-1. Nesta alteração, os e-RINs acabaram não sendo incluídos, ficando a EPA comprometida em avaliar melhor os mecanismos para geração e inserção destes créditos no sistema (EPA, 2023).

¹³⁶ Originalmente, a Lei impunha aumento nos volumes até 2022, sendo que, a partir deste ano, os aumentos anuais ocorreriam somente caso a EPA determinasse sua necessidade. Em caso negativo, os volumes prosseguiriam iguais aos valores impostos para 2022 em diante (EUA, 2007).

Tabela 8-1: Investimentos previstos e indicativos

Combustíveis	2023	2024	2025
Biocombustíveis celulósicos	3,18	4,13	5,22
Diesel de biomassa	10,67	11,51	12,68
Biocombustíveis avançados	22,49	24,76	27,75
Combustíveis renováveis	80,2	81,54	84,53

Fonte: EPA (2023).

Em agosto de 2022, foi sancionado o Ato de Redução da Inflação (*Inflation Reduction Act* – IRA) que visa reduzir o déficit orçamentário do Governo Americano e, assim, conter a inflação, através de uma frente ampla de ações visando diminuir os custos de saúde, financiar a receita federal e atuar contra a mudança climática. Neste último segmento, a lei representa o maior investimento já feito na história do país, direcionando aproximadamente US\$ 400 bilhões em fundos diretos para projetos em energia limpa. Destes, US\$ 23,4 bilhões são destinados a projetos em melhoria do transporte e em veículos elétricos (MCKINSEY&COMPANY, 2022). Pelo IRA, os Estados Unidos almejam a uma sociedade baseada em energia limpa e segurança energética, com meta de reduzir as emissões de carbono em, pelo menos, 50% até 2030, ambicionando se alcançar uma economia com emissão líquida zero em 2050. Além disso, a administração federal também pretende uma geração de eletricidade sem emissões a partir de 2035.

União Europeia

A União Europeia estabeleceu planos de ação com metas anuais para os anos de 2020, 2030 e 2050. Em 2009, o bloco lançou a Diretiva das Energias Renováveis - RED II (CE, 2009) que estabelecia um conjunto de metas para 2020, o chamado Triplo 20, as quais eram: 20% de redução nas emissões de GEE, comparado a 1990, 20% de participação de fontes renováveis no consumo energético, 10% de participação de renováveis no consumo automotivo e 20% de aumento na eficiência energética, comparados a 1990. Para 2030, o bloco estabelecia que as metas seriam aumentadas para 40%, 32%, 14% e 32,5%, respectivamente (CE, 2018).

Em novembro de 2023 foram aprovadas revisões e alterações na diretiva, resultando na Diretiva 2018/2418 (CE, 2023). A diretiva revisada introduz medidas mais rigorosas em utilização das fontes e energias limpas para reforçar o compromisso de se atingir uma sociedade neutra em relação ao clima, ou seja, com zero emissões líquidas de GEE (CE, 2023), além de facilitar a entrada de novas tecnologias, como o hidrogênio e eletricidade renováveis, em diferentes setores. Para 2030, a meta anterior de 32% de energias renováveis no consumo final é aumentada para 42,5%.

Ásia

Em 2023, a China foi o terceiro maior produtor de etanol no mundo, tendo produzido 3,6 bilhões de litros de etanol para uso interno. O país mantém o programa de mistura E10 facultativa em 10 províncias e restringe a produção de etanol combustível a usinas licenciadas que vendem o biocombustível para distribuidores e refinarias nacionais (USDA, 2023a). O governo chinês, através do 14º Plano Quinquenal de 2021 a 2025, demonstrou o interesse em desenvolver uma indústria de biocombustíveis limpa, com foco em tecnologias avançadas e novos biocombustíveis. No

entanto, nenhuma medida ou política de implementação detalhada foi anunciada após o lançamento mesmo (USDA, 2023a).

A Coreia do Sul importou 868 milhões de litros do Brasil em 2023, maior destino (32,7% do volume exportado) (MDIC, 2024). O país usa o etanol exclusivamente na indústria e no setor alimentício, porém o governo estuda o seu uso como combustível, em virtude dos benefícios ambientais, de qualidade do ar nas grandes cidades e de segurança energética.

Em 2023, a Índia se tornou o terceiro maior produtor de etanol do mundo, ultrapassando a China com uma produção de 5,4 bilhões de litros (RFA, 2024), produzido a partir de melaço, subproduto da indústria sucroalcooleira que foi tornado o principal insumo graças ao Programa de Mistura de Etanol de 2003. Por meio do Plano Nacional de Biocombustíveis de 2018, o país estabelece a mistura E10 desde 2022 (USDA, 2023c), mas só conseguiu alcançar na prática este teor de 10% de etanol no consumo de combustível a partir de novembro de 2023 (BUSINESS STANDARD, 2024). O governo havia estabelecido um aumento nessa mistura para E20 a partir de 2030, porém adiantou o marco para 2025, através de uma emenda à lei, de junho de 2022 (MPNG, 2022). Para 2030, permanece o marco para a inserção da mistura de biodiesel B5 (USDA, 2023c).

A Índia assinou um Memorando de Entendimento com o Brasil, em janeiro de 2020, para apoio mútuo no desenvolvimento e promoção da produção e uso dos biocombustíveis, bem como no aproveitamento dos coprodutos e subprodutos, com base na troca da experiência acumulada de ambos os países no setor (BRASIL, ÍNDIA, 2020). Este acordo permite à Índia atualizar suas instalações de produção de etanol e assim desenvolver a tecnologia para a mistura de etanol, promovendo a flexibilidade do setor ao alternar o uso da cana entre açúcar e etanol. Potencialmente, o acordo permitiria aos países o desenvolvimento de biorrefinarias baseadas em etanol de cana.

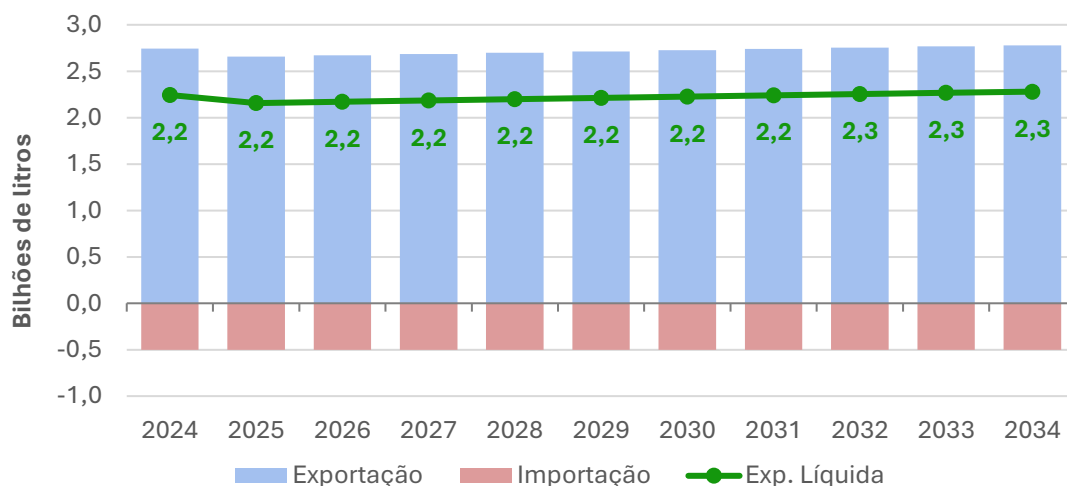
Sob este acordo foi feita uma parceria entre a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) e a Associação dos Fabricantes dos Automóveis Indianos (SIAM) para a criação de um Centro Virtual de Excelência (CoE). Estabelecido em um memorando assinado em 22 de abril de 2022 e oficialmente lançado em janeiro de 2023, o CoE se estabelece como um portal de conhecimento reunindo informações sobre avanços tecnológicos, normas técnicas, regulamentos, políticas públicas e sustentabilidade relacionados à biomassa e bioenergia (UNICA, 2024; USDA, 2023b).

Projeções

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil, foram realizadas análises de mercado, que consideraram, entre outras, a produção brasileira deste biocombustível e o atendimento ao mercado interno. Para os EUA, adicionalmente, tomou-se como referência as estimativas de importação do produto pelo país, elaboradas pela EIA, e as novas diretivas da EPA.

Além dos mercados dos EUA, Coreia do Sul e União Europeia permanecerão como principais importadores de etanol do Brasil. Dessa forma, as exportações brasileiras apresentarão uma elevação de 3,7%, saindo de 2,7 bilhão de litros em 2024 e alcançando 2,8 bilhões em 2034. As importações permaneceram em 0,5 bilhão de litros por todo o período, com os EUA representando cerca de 90% dos volumes importados.

A Figura 8-7 apresenta as exportações e importações de etanol do período decenal.

Figura 8-7 – Exportações e importações de etanol do período decenal

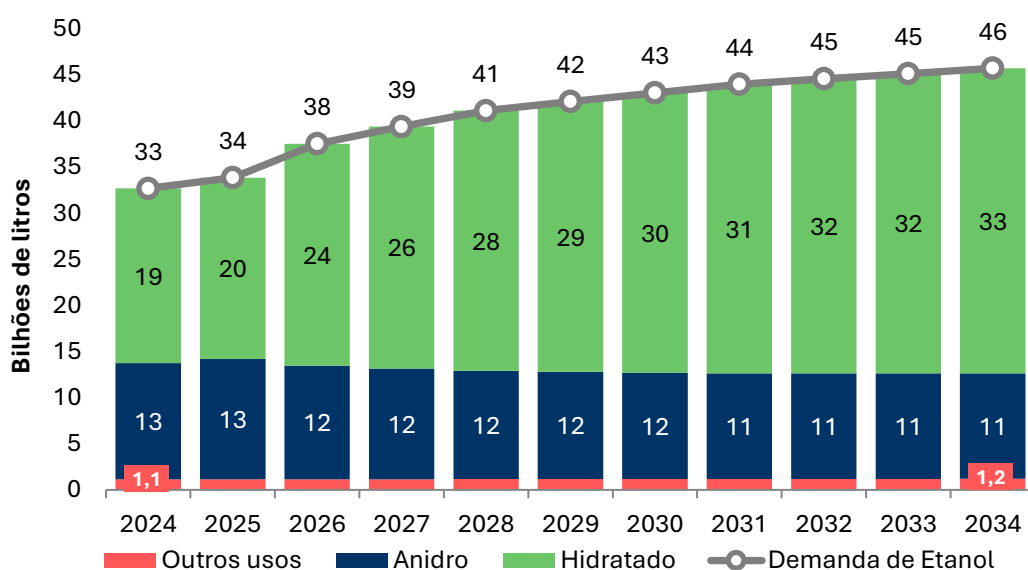
Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.2.3.3 Demanda Total

A Figura 8-8 consolida a demanda de etanol combustível e de outros usos (não energético), a qual cresce a uma taxa de 3,5% a.a., alcançando 45,7 bilhões de litros em 2034, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado combustível.

Quando somadas às exportações, o valor total de etanol soma 48,5 bilhões de litros.

Para o futuro, este aumento pode ser ainda maior por conta da potencial demanda de etanol para a produção nacional de SAF ou mesmo por seu uso como insumo para outros mercados.

Figura 8-8 – Projeção da demanda total de etanol

Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.2.4 Logística

O modo rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir maiores custos energéticos e ambientais do que os outros modos (ferroviário, dutoviário e hidroviário). Com a expansão projetada do mercado de etanol nos próximos dez anos, além do aumento da capacidade de armazenamento, será necessário investir na diversificação dos modos utilizados na distribuição, para a efficientização do sistema de transporte.

Dentre os investimentos no modo dutoviário, está o projeto da Logum Logística S.A, para a construção de dutos próprios e a utilização de existentes, com extensão total de 1.400 km, com capacidade anual máxima de transporte de até 9 bilhões de litros de etanol (LOGUM, 2023). Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são:

Próprios: Ribeirão Preto (SP) – Paulínia (capacidade operacional de 2,8 bilhões de litros/ano); Uberaba (MG) – Ribeirão Preto (SP) (capacidade operacional de 1,8 bilhão de litros/ano), e Guararema (SP) – Guarulhos (SP) - São Caetano do Sul (SP) – São José dos Campos;

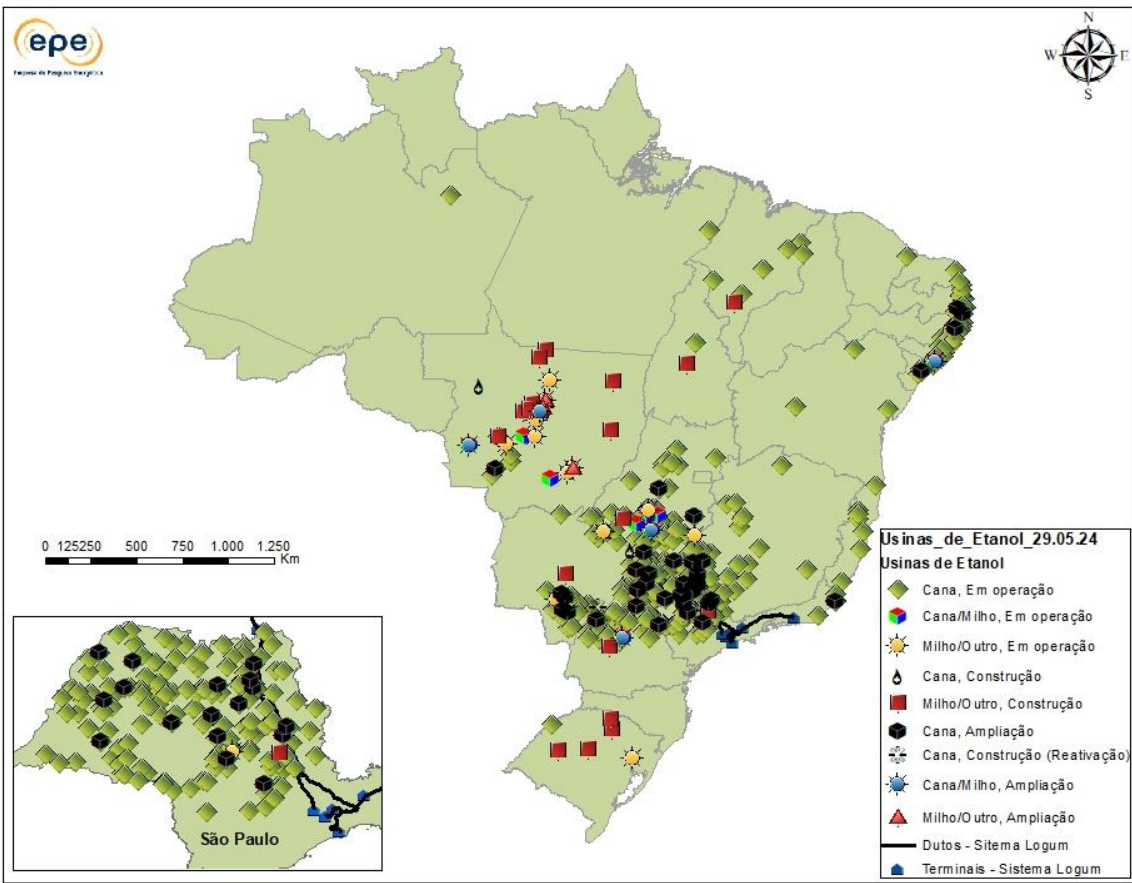
Subcontratados: Paulínia (SP) - Barueri (SP); Paulínia (SP) - Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP) - Guarulhos (SP).

A capacidade de armazenamento dos tanques (volume útil) nos terminais operacionais do sistema é de 617 milhões de litros. Em 2023, o volume de etanol movimentado foi de 4,3 bilhões de litros, 22% a mais do que no ano anterior (LOGUM, 2024).

A Logum concluiu em julho de 2023 a da expansão entre Guararema e de São José dos Campos, para atender ao Vale do Paraíba e ao litoral norte de São Paulo. A companhia espera movimentar até 9 bilhões de litros de etanol ao ano até 2030, com seu sistema operacional operando plenamente e implantação de melhorias (UDOP, 2023).

A Figura 8-9 apresenta a localização das unidades produtoras de etanol existentes e as projetadas, assim como infraestrutura dutoviária de escoamento do biocombustível, citada acima. Estima-se que os investimentos a serem realizados neste projeto sejam de R\$ 3 bilhões.

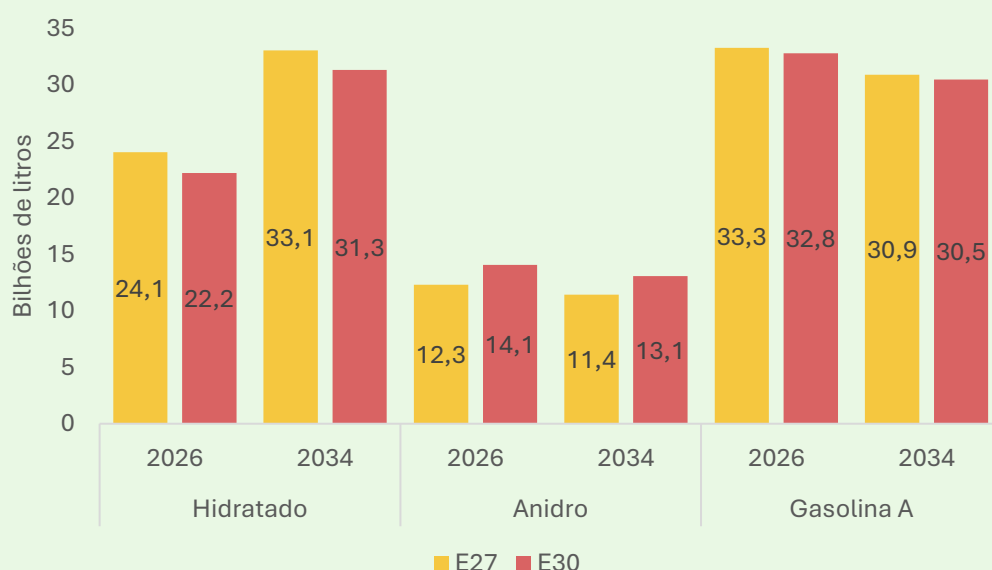
Figura 8-9 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



Fonte: EPE com base em (LOGUM, 2023), (MAPA, 2024).

Box 8.1**Análise de sensibilidade do teor de 30% de etanol anidro na gasolina C**

A Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) propõe que o percentual de adição de etanol anidro na gasolina C possa variar de 22% para 35%. Visto que a promulgação da Lei ocorreu após a conclusão das premissas para este estudo, realizou-se uma análise de sensibilidade ampliação do teor de anidro na gasolina de 27% para 30%, limite anteriormente previsto para verificar o seu reflexo na demanda de combustíveis do ciclo Otto, a mesma do cenário adotado como referência para este plano. Para isso, considerou-se que não houve alteração da oferta de etanol e da produção de açúcar, modificando-se apenas o teor de anidro a partir de 2026. A Figura 8-10 apresenta os desdobramentos dessa modificação nas demandas de etanol hidratado, anidro e de gasolina A.

Figura 8-10 – Análise de Sensibilidade E30

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Em 2034, a demanda de etanol hidratado terá uma redução de 1,7 bilhão de litros (5,2%) e a do etanol anidro, um aumento de 1,6 bilhão de litros (14,3%). Para a gasolina A, ocorre uma redução de 400 milhões de litros (1,4%). Com a diminuição da demanda do combustível fóssil gasolina A, haverá redução de emissões de GEE.

Box 8.2**Análise de sensibilidade da oferta de etanol**

Este Box tem como objetivo apresentar uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol e demanda do ciclo Otto, considerando um cenário mais desfavorável ao setor de biocombustíveis, com relação às políticas públicas e às ações das empresas. Dessa forma, apesar do RenovaBio, a atratividade econômica do setor de etanol não seria suficiente para induzir investimentos relevantes.

Em relação à entrada de novas unidades, foram consideradas apenas aquelas com estimativa de entrada até 2026, com base nos pedidos de autorização de construção na ANP (posição em maio de 2024) (ANP, 2024a). Em termos de cana, com esse critério, haverá entrada de três novas usinas (sendo uma de pequeno porte) (380 milhões de litros) e ampliações que totalizam 1,3 bilhão de litros. Considera-se também o saldo de fechamento daquelas em situação financeira desfavorável, resultando em uma perda de capacidade de processamento de 6 milhões de toneladas de cana (520 milhões de litros para o etanol). Quanto ao milho, haverá entrada de dezesseis novas unidades e ampliações, que somam 6,5 bilhões de litros em capacidade de produção de etanol.

Nessa análise, foram adotadas as mesmas estimativas para o rendimento, produção nacional de açúcar, exportação e o etanol para outros usos. A capacidade instalada nominal estimada será de 866 Mtc para a cana e de 25 Mton para o milho, em 2034. A área de cana processada é de 8,5 Mha e a produtividade agrícola, de 74,7 tc/ha no mesmo ano. Como resultado, estima-se uma quantidade de cerca de 639 milhões de toneladas de cana moída ao final do período. A oferta de etanol por matéria-prima está indicada na Tabela 8-2.

Tabela 8-2: Oferta de etanol por matéria-prima em -2034 (bilhões de litros)

Cana 1G	Cana 2G	Milho	Importação	Oferta Total
24,3	0,6	10,6	0,5	36,0

Fonte: EPE (Elaboração própria).

Considerando o propósito de assegurar o abastecimento energético nacional, esta análise tomou como base a demanda ciclo Otto de referência deste PDE. Nesse caso, constatou-se que os volumes de gasolina A e de etanol anidro alcançariam, respectivamente, 39,3 bilhões de litros (aumento de 8,4 bilhões de litros) e 14,5 bilhões de litros (aumento de 3,1 bilhões de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 17,5 bilhões de litros (um valor 15,6 bilhões de litros inferior ao cenário de referência).

8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar

O aproveitamento energético da biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar, tanto na produção de calor quanto na de eletricidade, destina-se ao autoconsumo e à produção de excedentes de energia elétrica, exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

A capacidade de geração a biomassa de cana atingiu 12,7 GW em novembro de 2024 (ANEEL, 2024).

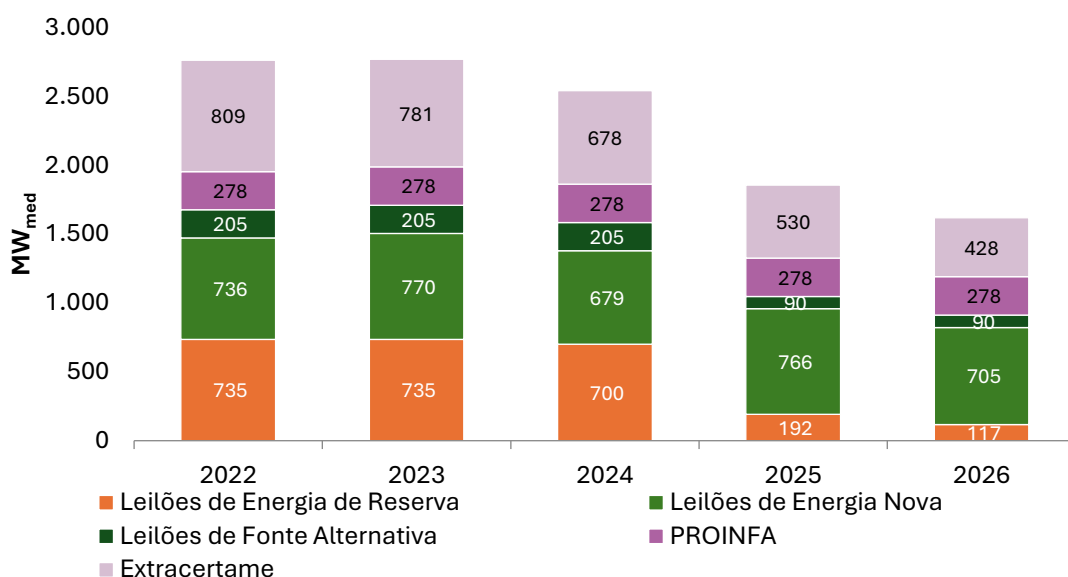
A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se que, dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores terão colheita mecanizada na totalidade de seus canaviais, produzindo uma quantidade significativa dessa biomassa passível de aproveitamento energético. Projeta-se também uma maior inserção

do biogás, oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro, como será apresentado na seção 8.4.1.

Dentre as 360 usinas sucroenergéticas em operação em 2023, cerca de 249 unidades comercializaram energia e aproximadamente 38% destas o fizeram através de leilões de energia. O último foi realizado em 2022, totalizando 64 certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroenergéticas em 32 deles (CCEE, 2024). Ao longo dos últimos anos, a comercialização da bioeletricidade no ambiente regulado (ACR) tem diminuído, sem obstar reduzir sua participação na matriz elétrica nacional. Neste sentido, mesmo com a realização de futuros certames, em que este montante possa ser ampliado, a tendência é que o ambiente de contratação livre (ACL¹³⁷) e a liquidação de energia no mercado spot (PLD) se configurem como majoritários para a venda de energia deste segmento.

Assim, a energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1 GW_{med} ao fim de 2026, além do montante extra certame de 501 MW_{med}, que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa de cana no ACL ou no PLD neste mesmo ano. Incluso no montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 278 MW_{med} (ELETROBRAS, 2021). Destaca-se que, conforme artigo 23 da Lei 14.182, de 12 de julho de 2021, tal valor poderá ser prorrogado “por período de 20 (vinte) anos após a data de vencimento atual”, ou seja, até 2046 (BRASIL, 2021). A Figura 8-11 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização em acordos bilaterais ou no mercado spot. Note-se que a queda nos montantes de energia refere-se ao encerramento dos contratos vigentes.

Figura 8-11 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia



Fonte: EPE (Elaboração própria)

¹³⁷ PL set 2022 mercado livre

Nota: A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

A partir da projeção de oferta de biomassa de cana-de-açúcar, foram realizados dois estudos para estimativa da oferta de bioeletricidade: (1) o cálculo do potencial técnico e (2) a construção da curva de exportação de bioeletricidade baseada no comportamento histórico do setor.

Para realizar a projeção da oferta de bioeletricidade, foi estimada a oferta de biomassa residual da cana, que será processada para atender à produção decenal de etanol e açúcar. Sobre essa quantidade, aplica-se o fator médio de exportação de energia para o SIN correspondente a cada um dos estudos, cuja metodologia de cálculo é detalhada no PDE 2024 (EPE, 2015).

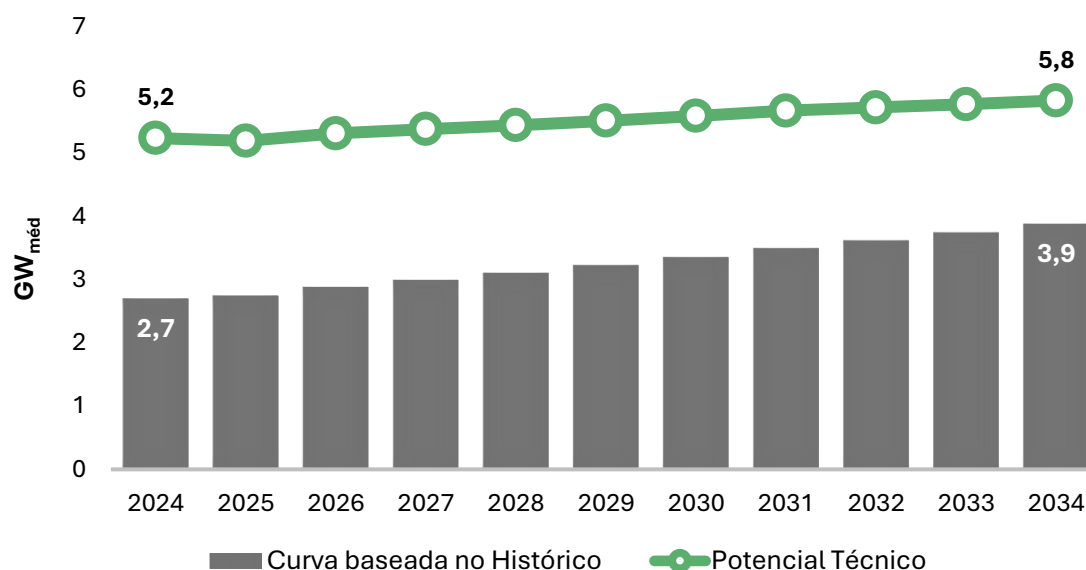
A Figura 8-12 apresenta a energia contratada no ACR e as projeções de exportação de eletricidade para os dois estudos: com fator de exportação atualizado das usinas vencedoras de leilões de energia (potencial técnico) e com fator de exportação baseado no histórico.

Observa-se que o potencial técnico atinge 5,8 GW_{med} para o ano de 2034, 1,9 GW_{med} maior que o projetado para a curva baseada no histórico. Além disso, elaborou-se uma estimativa do potencial de aproveitamento das palhas e pontas, considerando que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul (cerca de 90% da cana do Brasil), dado que, neste horizonte, a maior parte da região Nordeste ainda não utilizará a colheita mecanizada.

Foram utilizados dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas, segundo (COGEN, 2009) e (EQUIPAV, 2009), respectivamente. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir da biomassa de palhas e pontas, obtido com o uso dos fatores acima relacionados, seria de 6,4 GW_{med} e 10,1 GW_{med}, respectivamente, ao fim do período decenal.

Nesse mesmo sentido, está a utilização de outros resíduos, como a vinhaça, a torta de filtro e, mais recentemente, as palhas e pontas. Ainda pouco empregados para geração de energia nas usinas sucroenergéticas, estes insumos dão origem ao biogás, resultado de sua fermentação. Conforme será apresentado na seção 8.4, o potencial técnico de produção de biogás, a partir de vinhaça, torta de filtro e palhas e pontas da cana-de-açúcar, e de exportação de energia elétrica é bastante significativo.

Dessa forma, a contribuição da biomassa de cana-de-açúcar para o cenário energético nacional poderá se tornar ainda mais relevante, caso seu potencial técnico seja plenamente aproveitado.

Figura 8-12 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço

Nota: PROINFA incluso no ACR

Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.4 Biogás e biometano do setor sucroenergético

8.4.1 Biogás e biometano do setor sucroenergético

O biogás é obtido através do processo de digestão anaeróbica, que consiste na conversão de material orgânico, através de bactérias, em metano, dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos, em um ambiente com ausência de oxigênio. Diferentes substratos podem ser utilizados para sua produção e a quantidade de biogás obtida depende principalmente da tecnologia empregada na digestão e do substrato. Observa-se que este processo ocorre naturalmente em plantações de arroz e aterros sanitários, por exemplo.

O metano é o principal componente volumétrico do biogás (55%-70%), seguido pelo dióxido de carbono (30%-45%) (TOLMASQUIM, M. T., 2016). O biogás possui poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m³, podendo ser consumido diretamente, ou tratado para separação e aproveitamento do biometano, cujo conteúdo energético é semelhante ao do gás natural (9.256 kcal/m³) (EPE, 2018). Essa fonte renovável pode ter várias aplicações, como geração elétrica, uso veicular e injeção nas malhas de gás natural. Cabe mencionar a oportunidade criada no contexto do Programa Gás para Empregar, que, entre outros, visa integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás e o biometano. A produção e uso do biogás pode servir para aumentar a oferta de gás natural, bem como para diminuir sua pegada de carbono, evidenciando um aspecto positivo entre o combustível fóssil e o renovável, no processo de transição energética.

No Brasil, o maior potencial de biogás encontra-se no setor agropecuário (resíduos agrícolas e pecuária confinada), o que inclui tanto as palhas e pontas, quanto a vinhaça e a torta de filtro do setor sucroenergético. Adiciona-se, ainda, um montante considerável que pode ser obtido através dos resíduos sólidos urbanos e esgoto. Não obstante esse considerável potencial, sua presença na oferta interna de energia ainda é modesta (0,12%), porém vem apresentando crescimento acelerado, de 22,4% a.a. no último quinquênio (EPE, 2022) (ANEEL, 2021). Sua capacidade instalada em geração distribuída (GD) em 2021 alcançou 43 MW (ANEEL, 2022).

8.4.2 Fundamentos da expansão do biometano

Até julho de 2024, seis usinas detinham autorização da ANP para a produção de biometano. A partir da maturidade tecnológica dessa alternativa de aproveitamento do biogás, a combinação entre as políticas públicas em vigor e o interesse de consumidores propicia o alicerce para a sua expansão no horizonte decenal.

Desde 2022, os projetos de produção de biometano podem se candidatar aos benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI, que suspende a incidência de impostos federais sobre bens e serviços destinados às obras. A partir dessa medida, permite-se a redução do investimento nas plantas, reduzindo essa barreira à disseminação da tecnologia.

O RenovaBio, por sua vez, garante uma receita adicional ao produtor de biometano, colocando-o como rota apta a obter certificação para gerar créditos de descarbonização (CBIO). Com quatro produtores certificados em 2024, o biometano era o biocombustível com maior nota de eficiência energético-ambiental (NEEA) e tinha 100% de volume elegível. Além da rota própria, pode-se gerar CBIO indiretamente ao se substituir fósseis por biometano na cadeia de produção de outros biocombustíveis certificados, como por exemplo na substituição ao diesel nas máquinas agrícolas.

O desenvolvimento do biometano pode ser impulsionado pela demanda de setores específicos cujas características os colocam como especiais interessados nesse biocombustível. Os setores agropecuário e agroindustrial, que inclui as usinas sucroenergéticas, tem resíduos das próprias atividades e demandas atualmente atendidas pelo diesel. O biometano atrai o setor industrial que busca redução de emissões, seja respondendo à precificação de carbono, a metas ou visando ao ganho de competitividade do produto final. As distribuidoras de gás e empresas de energia enxergam a diversificação do portfólio de suprimento e a oferta de combustível renovável aos clientes como medida para manter e ganhar mercados.

Mais recentemente, a sanção da Lei nº 14.993/2024, a qual institui o Combustível do Futuro, estabelece a obrigatoriedade dos produtores e importadores de gás natural, a adquirir biometano ou certificados equivalentes com base no seu volume de gás comercializado a partir de 2026. Essa ação provoca perspectivas de crescimento do mercado desse biocombustível.

A conjunção de fatores favoráveis ao biometano é refletida na expectativa de expansão no curto prazo. Em meados de 2024, o número de plantas em construção com processo de autorização em andamento na ANP era de 25, com capacidade esperada de produção de 1.145 mil Nm³ por dia de biometano. Caso implementadas, essas plantas se somariam às seis plantas autorizadas pela ANP até o final de 2023, que detinham capacidade conjunta de 417 mil Nm³ por dia.

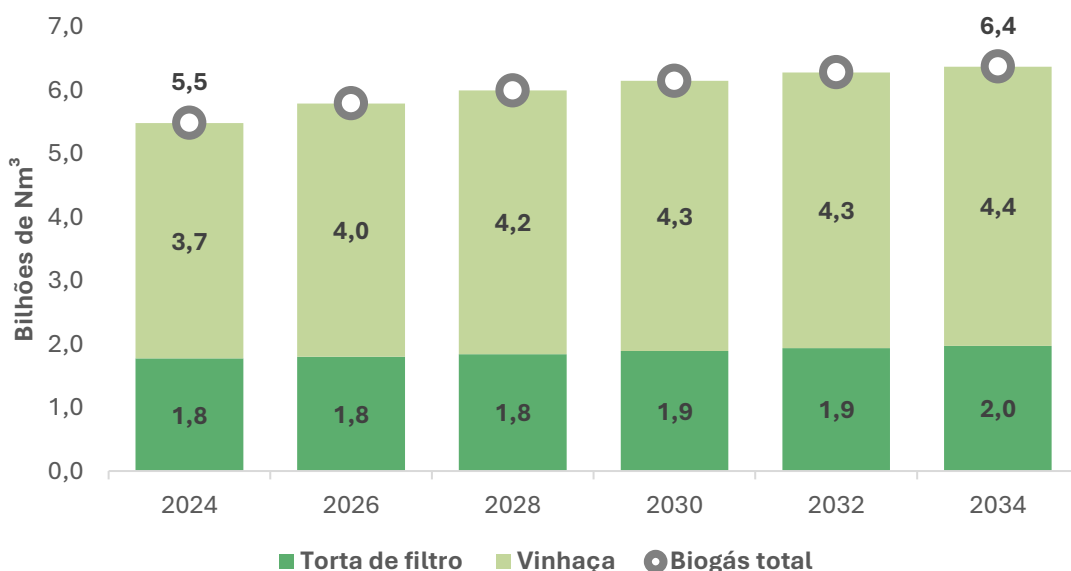
8.4.3 Setor Sucroenergético

São diversas as tecnologias que permitem o aproveitamento energético dos produtos da cana. Embora a mais tradicional ocorra através da queima do bagaço e da palha nas caldeiras, este escopo está sendo ampliado com a produção de biogás, utilizando-se a vinhaça, a torta de filtro e as palhas e pontas do setor sucroenergético, através da biodigestão.

Atualmente, grande parte da vinhaça é usada para fertirrigação de áreas próximas às usinas. O longo período de uso desse resíduo pode causar salinização do solo pelo excesso de sais minerais, o que impulsiona seu aproveitamento para um novo fim. Cabe ressaltar que sua prévia biodigestão tende a melhorar o processo de fertirrigação, pois reduz o teor de sólidos em suspensão e a viscosidade do fluido. De maneira geral, não há redução no teor de sais minerais do efluente ao fim do processo, mantendo, portanto, a característica de recomposição nutricional no solo da irrigação, de forma otimizada.

As projeções da produção de etanol e açúcar apresentadas neste capítulo indicam elevada quantidade de resíduos deste setor, os quais podem ser destinados à produção de biogás. A metodologia aplicada a este item considerou a vinhaça e torta de filtro para a produção de biogás, que serão destinadas para a biodigestão. Neste caso, o potencial técnico de biogás de biomassa residual da cana através da monodigestão alcança 6,4 bilhões de Nm^3 em 2034, conforme observa-se na Figura 8-13, representando 3,5 bilhões de Nm^3 de biometano, equivalente a cerca de 15% da demanda de gás natural em 2023 (22,8 bilhões de Nm^3) (MME, 2024).

Figura 8-13 – Potencial de biogás com biomassa residual de cana-de-açúcar



Fonte: EPE (Elaboração própria)

Caso viabilizada de forma sustentável, a coleta de 20% das palhas e pontas seriam acrescidos 5,4 bilhões de Nm^3 /ano de biogás em 2034 ao potencial do setor, representando 3 bilhões de Nm^3 de biometano.

O potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro foi elaborado com base nos dados da Usina Bonfim, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016 e que entrou em operação comercial em fevereiro de 2021. As estimativas para este ciclo de estudos apontam para cerca de 1,9 GW médios em 2034.

8.4.4 Análise de sensibilidade: usinas mais saudáveis financeiramente

Em uma abordagem mais conservadora, foram analisadas apenas as usinas pertencentes aos grupos do setor sucroenergético mais saudáveis financeiramente em 2019 (ITAUBBA, 2021) (NOVACANA, 2021). Neste caso, ao final do período decenal, a produção de biogás de vinhaça e torta de filtro alcançaria 3,0 bilhões de Nm^3 , o que equivale a um potencial técnico de exportação de energia elétrica de aproximadamente 0,9 GW médio. Caso haja a purificação este volume equivaleria a 1,7 bilhão de Nm^3 . Considerando-se a utilização de uma parcela¹³⁸ das palhas e pontas da cana-de-açúcar desse grupo, poderiam ser adicionados mais 3,0 bilhões de Nm^3 de biogás, totalizando 6,0 bilhões de Nm^3 ao fim do horizonte do estudo (equivalendo a 1,8 GW médio). Assim, de acordo com as estimativas de consumo de diesel A para o setor agropecuário deste PDE, estima-se que a produção de biometano do setor sucroenergético, 3,3 bilhões de Nm^3 (vinhaça e torta de filtro e 20% das palhas e pontas) seria suficiente para suprir 39% desta demanda em 2034.

8.4.5 Outros Setores

Estudos do capítulo 9 deste documento apontam que resíduos urbanos, da agricultura e da pecuária também podem ser direcionados para a produção de biogás. Dentre as diversas aplicações do biogás, seu consumo para a micro e minigeração tem obtido destaque mais recentemente, principalmente após o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), instituído pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022c).

Neste sentido, essas fontes podem agregar 169 bilhões de Nm^3 de biogás ao estimado para os produtos da cana, totalizando 198,7 bilhões de Nm^3 de biogás em 2034, o que representaria um potencial de oferta de até 117,5 bilhões de Nm^3 de biometano. Análise sobre os impactos ambientais referentes ao uso deste insumo renovável estão no capítulo 10.

¹³⁸ De acordo com estudos realizados pelo PROJETO SUCRE (2019), a amplitude da quantidade de palhas e pontas que pode ser removida para fins bioenergéticos, sem comprometer a qualidade dos canaviais no Brasil varia: 19% em áreas de baixa aptidão à remoção; 57% em áreas de média aptidão; 77% em áreas de alta aptidão agroclimática. Neste exercício mais conservador, foi considerado o fator de 20%.

8.5 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até dezembro de 2023, foram comercializados 67,5 bilhões de litros de biodiesel pela indústria nacional (ANP, 2024b) (ANP, 2024c).

O percentual mandatório vigente no Brasil é de 14% instituído em março de 2024 e deverá vigorar até março de 2025, quando então passará a 15% conforme resolução CNPE nº 8, de 19 de dezembro de 2023. Todo o diesel comercializado no Brasil, exceto alguns poucos setores como, por exemplo, o diesel usado dentro de refinarias, deverá estar composto pela mistura diesel fóssil e biodiesel, nos teores indicados na resolução. Observa-se que na atual legislação, a adição de biodiesel, além do teor mínimo e até B15, pode ser utilizada pelas distribuidoras que queiram revender essa mistura, conforme previsto no art. 3º da Resolução CNPE nº 16/2018.

Há ainda a possibilidade do uso voluntário (autorizativo) deste biocombustível, em casos específicos e em percentual superior ao obrigatório para casos específicos, tais como frotas cativas e usos ferroviário, agrícola, industrial e experimental, conforme expresso no art. 1º-C da Lei nº 13.263/2016 e no art. 4º da Resolução CNPE nº 16/2018. Algumas empresas já estão utilizando o biodiesel puro (B100) em suas frotas cativas e até em embarcações próprias, com autorização da ANP, e sempre em acordo com as montadoras de máquinas e veículos.

A Resolução CNPE nº 14/2020 estabelece, no caput do artigo 2º, que no mínimo 80% do volume de biodiesel total comercializado pelos distribuidores deve ser oriundo de unidades produtoras detentoras do Selo Biocombustível Social (SBS)¹³⁹, ou de outro percentual definido em Portaria Conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Nesse contexto, em novembro de 2021, a Portaria Interministerial MME/MAPA nº 4 fixou esse valor em 80%.

A Portaria MDA nº 28/2024 define que a concessão do Selo Biocombustível Social será mantida para cada produtor de biodiesel que comprovar, anualmente, percentual mínimo ponderado de dispêndios para a agricultura familiar equivalente a, pelo menos, 32% do valor total bruto do biodiesel comercializado, exceto para consumo próprio ou exportação, com fatores de ponderação (multiplicadores) e 22% sem esses fatores. Essa portaria abre possibilidades de maior diversificação de matéria prima e novos arranjos de inclusão social.

Segundo a Resolução ANP nº 857/2021, os contratos de fornecimento de biodiesel são homologados previamente pela Agência, de forma análoga ao que ocorre com etanol anidro, e têm vigência de, no mínimo, dois meses (período similar ao dos leilões). Esse novo modelo não veda a utilização de matéria-prima importada para a produção de biodiesel e endereçou ao órgão regulador a definição dos critérios e limites para a importação do biocombustível.

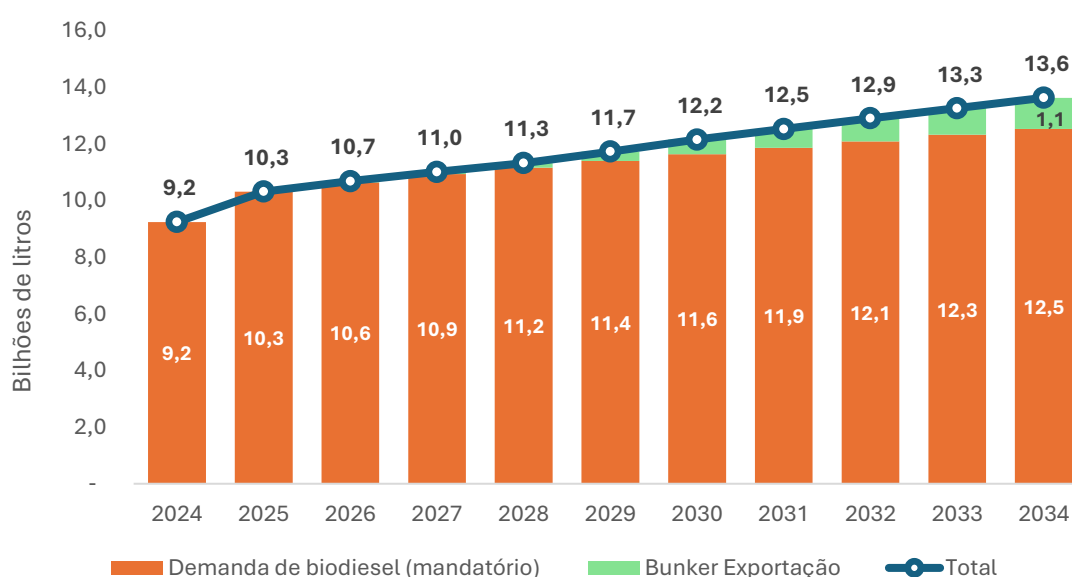
Como mencionado anteriormente, há a possibilidade de uso do biodiesel no setor aquaviário. Esta aplicação é uma das alternativas para atender às metas propostas de redução de emissões e

¹³⁹ O Selo Biocombustível Social (SBS) é uma distinção conferida às empresas produtoras de biodiesel que utilizam, em sua cadeia produtiva, produtos oriundos da agricultura familiar. O objetivo é a garantia de renda e estímulo à inclusão social das famílias produtoras.

particulados, tendo em vista que é um combustível já difundido no país, com capacidade instalada ociosa que pode ser utilizada para atingir esse objetivo de forma mais ágil no curto prazo. Estima-se que em 2034, esse consumo adicional possa alcançar 1,1 bilhão de litros para adição ao bunker internacional. A autorização ANP nº 402, de 12/07/2024, permitiu que a Petrobras, em caráter especial, comercializasse óleo combustível marítimo (bunker) com até 24% de biodiesel, em volume.

A Figura 8-14 apresenta a projeção do consumo de biodiesel de acordo com mandatório fixado na resolução CNPE nº 16, acrescida da projeção de biodiesel a ser adicionado ao bunker de exportação.

Figura 8-14 - Projeção do consumo total de biodiesel



Fonte: EPE a partir de ANP (2024d) e MAPA (2024)

Em relação ao panorama internacional, foram produzidos 64,8 bilhões de litros de biodiesel FAME (*Fatty acid methyl ester*) e diesel renovável¹⁴⁰ em 2023, dos quais o Brasil contribuiu com 7,5 bilhões (11,6%), sendo o segundo maior produtor, ultrapassando os Estados Unidos com 6,4 bilhões de litros (9,9 %) e atrás somente da Indonésia, com 14 bilhões de litros (21,6 %) (EIA, 2024b) (IEA, 2024).

O consumo do biodiesel na Indonésia é impulsionado por mandato de mistura, que passou de 30% para 35% (B35) a partir de fevereiro de 2023 (USDA, 2023b). O programa indonésio de biodiesel é

¹⁴⁰ Nos EUA o biodiesel FAME e o diesel renovável são agrupados na definição de diesel de biomassa. No relatório da IEA, o biodiesel FAME e o diesel renovável são apresentados separadamente. No Brasil a Lei nº 9.478/1997 define o biodiesel como “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão...” e a Resolução ANP nº 798/2019 restringe a definição da Lei, especificando o biocombustível como sendo composto por uma mistura de ésteres de ácidos graxos. Adicionalmente, a Resolução ANP nº 920/2023 regulamentou as especificações do diesel verde para a sua comercialização no país.

financiado por fundos de impostos sobre exportações de óleo de palma. As exportações indonésias de biodiesel 2023 são estimadas em 0,6 bilhão de litros (USDA, 2023b).

Os Estados Unidos utilizam o biodiesel majoritariamente na mistura B20¹⁴¹. Em 2023, foram produzidos 6,4 bilhões de litros e consumidos 7,3 bilhões, com uma importação líquida de 0,9 bilhão de litros (EIA, 2024a).

O comércio mundial se manteve concentrado entre a Europa, Argentina e Estados Unidos, sem participação relevante do Brasil nos volumes transacionados. Neste ano, o país exportou 114 milhões de litros e importou três milhões de litros de biodiesel (MDIC, 2024). Mesmo não sendo volumes significativos, isto indica uma possibilidade de exploração do mercado internacional por produtores nacionais, havendo casos de empresas que têm empreendido esforços comerciais e de certificação internacional do biodiesel visando ao mercado externo (BODIESELBR, 2022).

8.5.1 Matérias Primas

Dentre as matérias-primas utilizadas na produção do biodiesel, o óleo de soja vem mantendo a posição de destaque e deve permanecer na liderança ao longo do período decenal. O biocombustível também é produzido por outras matérias-primas, como sebo bovino, algodão, milho e óleo de palma, além dos óleos residuais e outros materiais graxos que vêm progressivamente ganhando espaço. Esses últimos se referem a misturas de vários insumos que são utilizados pelas indústrias e que não são quantificados nos formulários da ANP.

O Brasil é o maior produtor mundial de soja e o maior player no mercado externo do grão (IBGE, 2024). A safra de 2023 apresentou um aumento considerável de 22,2% em relação à safra de 2022, alcançando 158,7 milhões de toneladas (ABIOVE, 2024). As exportações de soja em grão em 2023 foram de 102 milhões de toneladas, 29,4% superior a 2022 (MDIC, 2024). A produção de óleo de soja em 2023 foi de 10,8 milhões de toneladas (ABIOVE, 2024), sendo 8,5 milhões (ABIOVE, 2024) para consumo interno, inclusive para biodiesel e uso alimentício.

A segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel é uma mistura de materiais que chega às usinas sem caracterização específica, sendo classificada como materiais graxos (ANP, 2024d). O sebo bovino é a terceira matéria-prima isolada utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, com uma participação média no mix de 5,85% em 2023. Quando somada às demais gorduras (porco e frango, óleo de fritura usado), esta participação representou 6,2% no mesmo ano.

A participação da palma tem crescido progressivamente no mix. Observa-se que o atual percentual é de 2,5 %, com grande expectativa de aumento ao longo do decênio. Destaca-se que o óleo de milho emergiu como um potencial insumo a ser agregado às matérias-primas para a

¹⁴¹ Misturas B20 e de menores teores podem ser usadas em motores correntes, sem modificações, devendo apenas atender as especificações da ASTM D7467. Misturas de maior teor, até a B100, são muito menos utilizadas devido à falta de incentivos regulatórios e exigência de equipamentos especiais tanto no armazenamento quanto nos próprios motores (EERE, 2023).

produção deste biocombustível, ainda com uma modesta participação no mix de apenas 0,2%, que poderá aumentar devido a disponibilidade desse insumo, advindo como coproduto das usinas de etanol que se instalaram na região Centro Oeste.

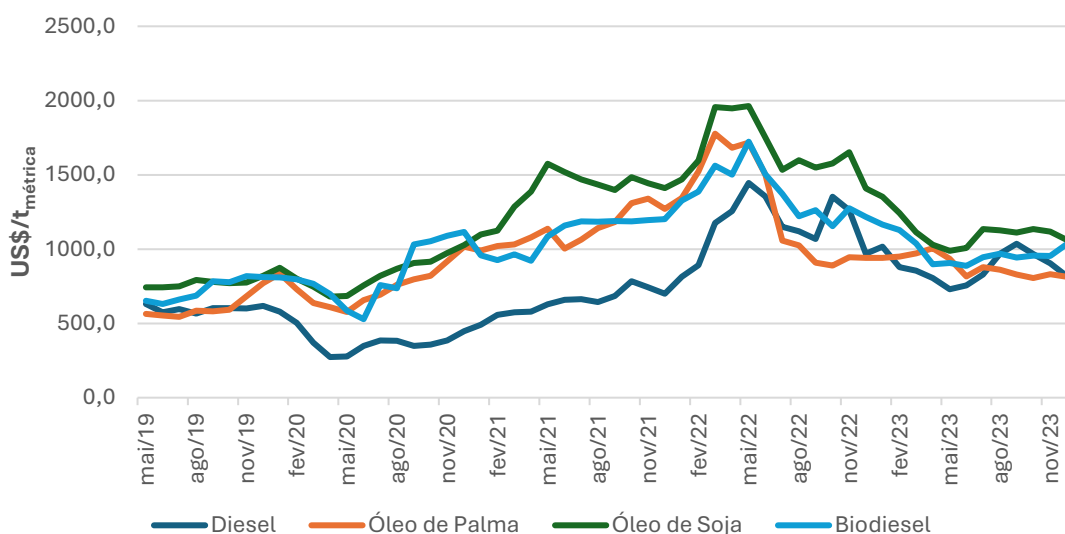
Uma cultura também promissora, e que deve ganhar relevância nos próximos anos, é a macaúba. Várias pesquisas têm sido conduzidas para melhor entendimento dessa oleífera que se estende em maciços dispersos por praticamente todo o território brasileiro, confirmando sua adaptabilidade aos diversos biomas nacionais e sua alta produtividade (EMBRAPA, 2021). Alguns projetos de plantio de macaúba estão em andamento. O tempo entrada em produção é de 5 anos, atingindo a maturidade produtiva após 8 anos.

Em que pese os potenciais dessas culturas alternativas e a existência de algum grau de diversificação de matérias-primas em nível regional, como no caso do óleo de fritura usado no Sudeste e de óleo de palma no Norte, por exemplo, ainda há elevada concentração em nível nacional com a utilização do óleo de soja. Tendo em mente que um dos objetivos institucionais do PNPB é a produção de biodiesel a partir de diferentes fontes oleaginosas, verifica-se a necessidade de fomentar a diversificação do mix de insumos e produtos, o que depende da adesão dos agentes de mercado e do rápido enquadramento regulatório de novas rotas tecnológicas de produção e à exploração de oportunidades de uso crescente de outras matérias-primas, além do óleo de soja (e os outros materiais graxos dele derivados) e do sebo bovino.

O uso de óleos residuais para a fabricação de biodiesel possui grande apelo econômico e ambiental, na medida em que se agrega valor a um material que seria considerado inutilizável, além de se evitar o descarte em locais inapropriados, reduzindo significativamente os impactos ambientais negativos. Embora ainda sejam pouco representativos na produção nacional de biodiesel, esta matéria-prima tem potencial de crescimento na cesta de insumos ao lado do óleo de palma e de óleo de milho.

Em relação às demais matérias-primas, há poucas perspectivas para que ocupem lugar de destaque dentro do horizonte do PDE 2034.

Quanto ao custo de produção do biodiesel, a matéria-prima corresponde, em média, a 80% do total (IEA, 2004). Estudos realizados pela EPE indicam correlação dos preços do biodiesel no mercado nacional com os preços da soja em grão e do óleo de soja no mercado internacional. Para os próximos dez anos, estima-se que este preço acompanhará os valores das commodities em geral. A seguir, encontra-se o histórico dos preços internacionais de biodiesel FAME, diesel e óleos de palma e soja (Figura 8-15). Sob o aspecto econômico, observa-se que os preços médios de venda entre o biodiesel e o diesel apresentam uma correlação no mercado internacional.

Figura 8-15 – Preços internacionais do biodiesel, diesel e óleos de soja e de palma

Fonte: Elaboração EPE com base em ANP (2024c) e INDEX MUNDI (2024).

Nota: Preços das commodities baseados em EIA (NY Harbor) e biodiesel em ANP convertido em USD.

Contudo, para a avaliação adequada dos preços é necessário considerar o local de referência da comparação. Ou seja, a avaliação de competitividade requer a adição de custos logísticos, tributários e outros incorridos até a base de distribuição onde ocorrerá a mistura. Observa-se que a venda e exportação da glicerina/glicerol, em especial para os mercados asiáticos, contribuem para aumentar a atratividade do biodiesel.

8.5.2 Demanda de Biodiesel

As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel B apresentada no Capítulo 2, assim como pelas estimativas de consumo de biodiesel para o setor aquaviário. Foi considerada a evolução estabelecida pela Resolução CNPE nº 16/2018 até o fim do período¹⁴². A projeção de oferta de biodiesel segregada por regiões geográficas para atender a demanda de todos os setores da economia brasileira está apresentada na Figura 8-16.

¹⁴² Ressalta-se que os percentuais de biodiesel no óleo diesel podem ser alterados pelo CNPE em atendimento às premissas legais que visam proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos, conforme Lei nº 13.263/2016 (BRASIL, 2016).

Figura 8-16 – Demanda total de biodiesel (incluso bunker)


Nota: Inclui biodiesel para o setor aquaviário (hidroviário e Bunker doméstico e internacional)

Fonte: EPE (Elaboração própria)

A capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2024 e 2034 estão dispostos na Tabela 8-3.

Tabela 8-3: Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2024 e 2034

Região	2024			2034		
	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório ¹	Balanço	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório	Balanço
Milhões de litros						
Norte	927	954	-27	1.004	1.280	-276
Nordeste	1.239	1.352	-94	1.239	1.961	-722
Centro-Oeste	5.989	1.622	3.738	7.036	2.273	4.763
Sul	5.610	1.952	3.111	5.811	2.897	2.914
Sudeste	903	3.365	-2.529	1.202	5.225	-4.023
Brasil	14.669	9.245	5.424	16.292	13.636	3.809

Nota: (1) Consumo estimado para 2024, com base em julho/2024 (incluso bunker).

Fonte: EPE com base em (ANP, 2024c).

Considerando apenas a capacidade nominal instalada registrada em 2024, não será possível atender à demanda projetada no ano de 2034, quando considerado para as usinas de biodiesel um fator de utilização (FUT) de 92% (13,5 bilhões de litros de capacidade efetiva). As atuais solicitações de ampliação e construção das unidades produtoras registradas na ANP (2024d), cujos investimentos estimados são da ordem de 980 milhões de reais, deverão acrescentar uma

capacidade de 1,6 bilhões de litros (nominal), alcançando 16,3 bilhões de litros de capacidade nominal ou 15 bilhões de litros de capacidade efetiva, o que representará uma ociosidade de cerca de 9% ao fim do período em relação à nominal, qual considerado o biodiesel para bunker exportação.

Analisando a relação entre produção e consumo de biodiesel regional e as previsões de novas instalações indicadas pela ANP, verifica-se que as regiões Norte, Nordeste e Sudeste não são autossuficientes em 2024, condição que perdurará para estas regiões até 2034.

Desta forma, as regiões Centro-Oeste e Sul, onde a produção da principal matéria prima está concentrada, deverão manter a liderança na produção deste biocombustível, enquanto a maior demanda continue concentrada na Região Sudeste. Com estímulo à produção de novas culturas tais como a palma e a macaúba adaptadas respectivamente, às condições edafoclimáticas das Regiões Norte e Nordeste estas também podem vir a apresentar grande potencial de crescimento na produção de biodiesel. Como o balanço nacional é superavitário e os excedentes regionais podem ser deslocados para as regiões deficitárias, são reduzidos os riscos sobre a segurança do abastecimento nacional.

Para que seja possível atender à demanda esperada de óleos para a produção de biocombustíveis para o ciclo Diesel (mandatório, aquaviário, diesel verde e coprocessado), bem como de SAF (rota HEFA), serão necessários novos investimentos em capacidade de processamento, cujas estimativas têm por base a implantação de unidades de 4.000 t/dia (ABIOVE, 2024), com um custo estimado de R\$ 589 milhões. Estas unidades produzem farelo, óleo de soja alimentício e para outros fins, incluindo a produção de biodiesel. Para a análise da necessidade de esmagamento adicional de grãos, contemplou-se apenas a demanda complementar de óleo de soja para a produção de biodiesel e a capacidade de esmagamento de soja de 69 milhões de toneladas por ano em dezembro de 2023 (ABIOVE, 2024). Destaca-se que não foram considerados investimentos necessários para o processamento de outros tipos de oleaginosas, embora existam políticas públicas para maior diversificação dos insumos em curso, valorizando as biomassas regionais. Estimou-se que será necessário implantar 16 unidades de processamento de soja, totalizando 23,4 Mt/ano, o que representaria um investimento de R\$ 13,8 bilhões até 2034.

Box 8.3**Análise de sensibilidade para o biodiesel**

A Lei nº 13.263/2016, em vigor quando da elaboração deste documento, possibilitava a redução do percentual de mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel até o limite de 6%, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público. Assim, a análise de sensibilidade apresentada não considera as alterações dos limites percentuais obrigatórios de adição do biodiesel no óleo diesel propostas pela Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) estabelecidos entre 13% e 25%. Como mencionado anteriormente, no período de elaboração desse documento, alguns pontos da referida Lei não foram considerados.

Buscando verificar possíveis alternativas ao abastecimento nacional de combustíveis do ciclo Diesel, foi realizada uma análise de sensibilidade para a demanda de biodiesel, através da construção de trajetórias alternativas de mandato do biocombustível no diesel B, tendo em vista a legislação atual e as propostas do projeto de lei do Combustível do Futuro:

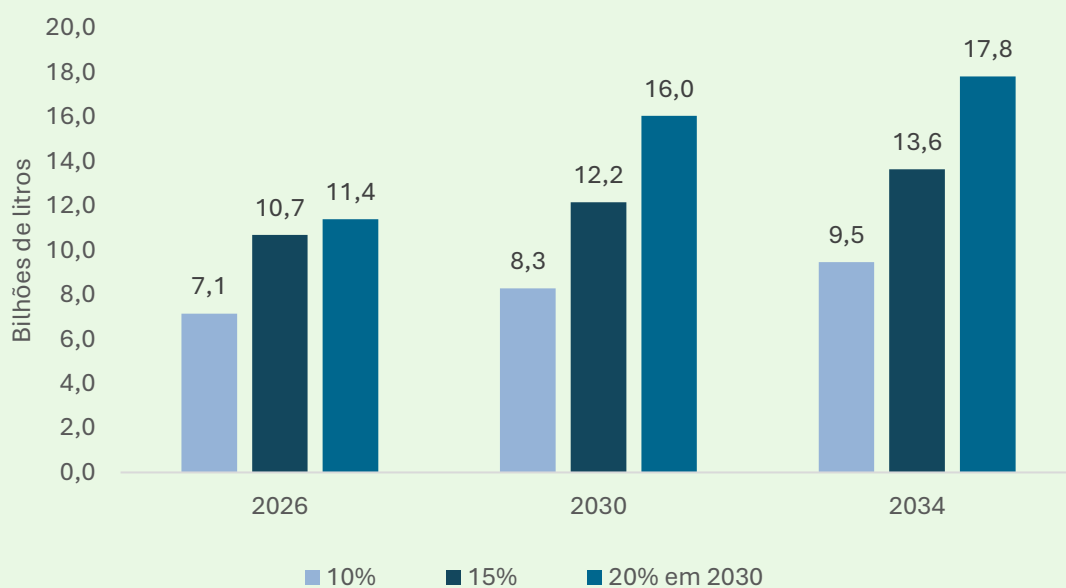
TRAJETÓRIA 10%: Alteração do percentual de mistura para 10% por todo o período;

TRAJETÓRIA 15%: Manutenção do percentual de mistura de 15%, vigente em 2025, por todo o período;

TRAJETÓRIA 20% em 2030: A partir de 2026, aumento do percentual de mistura de 1% a.a., atingindo 20% em 2030 e permanecendo até 2034.

Os resultados são apresentados na Figura 8-17e comparados com a demanda estimada conforme cronograma de evolução previsto na Resolução CNPE nº 03/2023.

Figura 8-17 – Trajetórias para a demanda de biodiesel



Fonte: EPE (Elaboração própria)

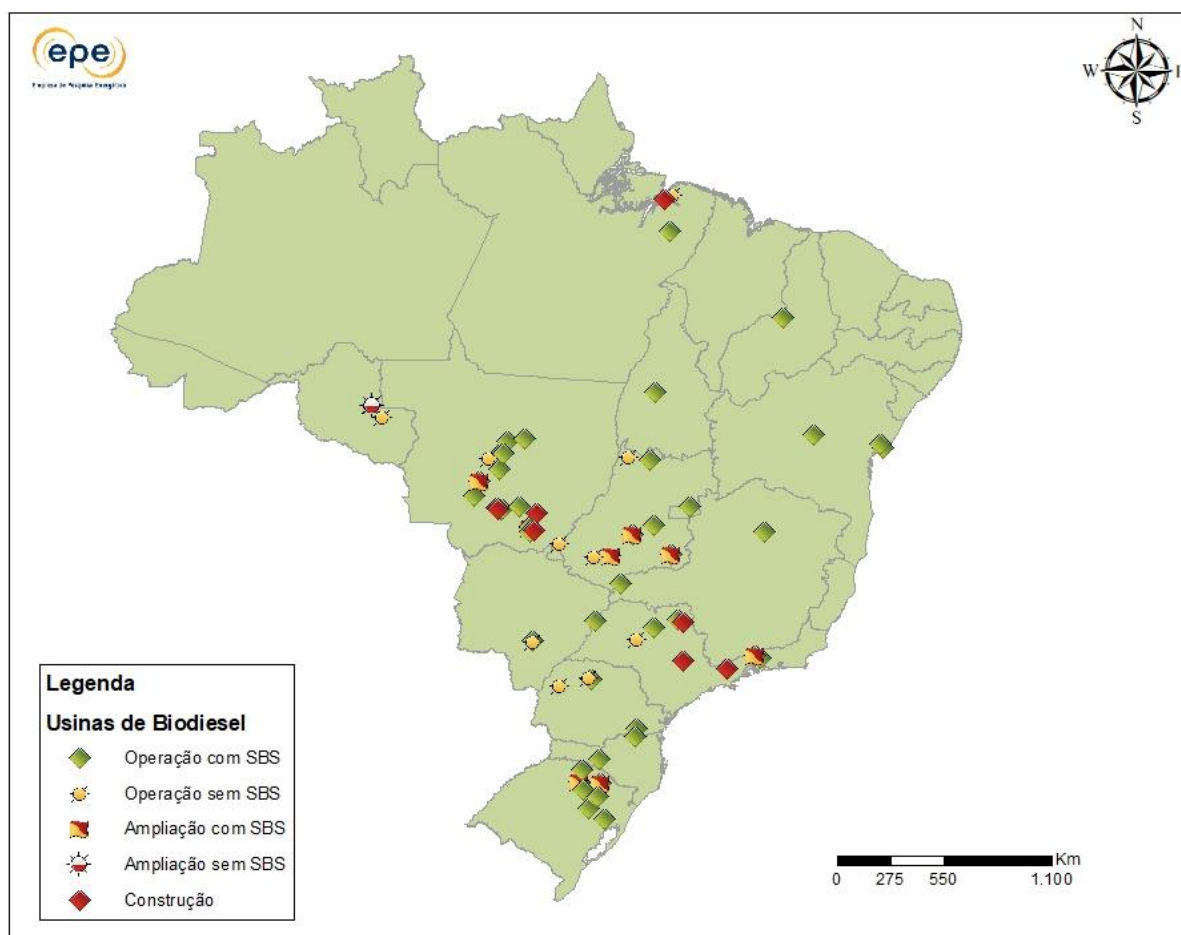
Na primeira trajetória a demanda de biodiesel seria de 7,1 bilhões de litros em 2026 chegando ao fim do período decenal com 9,5 bilhões de litros. Na segunda trajetória (CNPE nº 03/2023), a demanda em 2026 seria de 10,7 bilhões de litros, chegando a 13,6 bilhões em 2034. A terceira trajetória considera o aumento de 1% a.a. a partir de 2026, chegando a 20% na mistura em 2030 e assim permanecendo até 2034. A demanda relativa a esta trajetória chega a 16,0 bilhões de litros em 2030 e 17,8 em 2034. Observa-se que a demanda de biodiesel é crescente em todos os cenários, em virtude do aumento da demanda ciclo Diesel.

8.5.3 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel é apresentada na Figura 8-18, além da localização das usinas de produção já autorizadas pela ANP, distinguindo-se as que possuem ou não o Selo Biocombustível Social. Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte entre elas é feito basicamente pelo modo rodoviário. No médio prazo, a movimentação de biodiesel tende a permanecer neste modo, por questões de escala.

A diversificação da logística de transporte utilizada na distribuição do biodiesel contribui para a eficientização do sistema de transporte. Neste sentido, o modo ferroviário mostra-se como alternativa interessante para algumas regiões. Os aumentos previstos no mandatório já produzem movimentos de mudança nos modos, sendo em alguns casos já utilizados tanto o modo ferroviário e o modo aquaviário.

Figura 8-18 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: EPE com base em (ANP, 2024d).

Box 8.4**Biocombustíveis do ciclo Diesel**

O Diesel Verde é um combustível renovável formado por uma mistura de hidrocarbonetos com composição química análoga à do combustível fóssil (drop in), podendo ser produzido a partir de diferentes rotas. O produto oriundo destes processos físico-químicos poderá compor a mistura do óleo diesel B.

A Resolução ANP nº 842/2021 (ANP, 2021) regulamentou as especificações necessárias e obrigações quanto ao controle de qualidade do diesel verde para a sua comercialização no país. O produto oriundo destes processos físico-químicos poderá compor a mistura do óleo diesel B (EPE, 2020c).

Existem iniciativas para produção de SAF (pela rota HEFA) e diesel verde, do tipo HVO, utilizando matérias-primas conhecidas, como o óleo de soja, e, ainda, com perspectiva para utilizar óleos de palma e de macaúba.

O projeto de lei do Combustível do Futuro propõe que o CNPE definirá a participação mínima obrigatória anual do diesel verde no diesel B até 2037, a qual não poderá ultrapassar 3%. Considera-se que os volumes produzidos a partir dessas iniciativas, serão destinados à exportação.

Existe ainda a possibilidade de produção de diesel coprocessado, que é um combustível resultante do coprocessamento de percentual de óleo vegetal com o diesel mineral na etapa de hidrotratamento (hidrogenação catalítica) em refinaria, obtendo-se um combustível com parcela renovável e, portanto, menor pegada de carbono. A Petrobras, através do Programa BioRefino, pretende produzir o diesel coprocessado em algumas de suas refinarias (PETROBRAS, 2024a).

A produção do diesel coprocessado ocorre em refinarias de petróleo convencionais e a produção do diesel verde pode ocorrer a partir da adaptação de plantas produtoras de biocombustíveis, e em refinarias de petróleo convertidas em biorrefinarias.

8.6 Biocombustíveis Sustentáveis de Aviação

A aviação mundial é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE no mundo (IPCC, 2014). Nesse contexto, a Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) estabeleceu os objetivos de crescimento neutro em carbono a partir de 2020 e de atingir emissões líquidas zero (ou, em inglês, *net zero*) até 2050. As medidas adotadas para alcançar os objetivos incluem aprimoramentos na tecnologia das aeronaves e nas operações da aviação internacional visando melhorar a eficiência energética do setor. Em paralelo, foi instituído o CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), um mecanismo de mercado concebido para apoiar a redução e compensação de emissões de CO₂ provenientes dos voos internacionais. De acordo com CORSIA, as emissões em voos internacionais que excedam a linha de base deverão ser compensadas com créditos de carbono ou através do uso de combustíveis elegíveis ao CORSIA, em especial os combustíveis sustentáveis de aviação (SAF – *sustainable aviation fuels*). Os combustíveis sustentáveis de aviação são produzidos a partir de recursos renováveis (óleos vegetais, gordura animal, biomassa lignocelulósica, açúcares e amidos, entre outros) e se destacam por serem considerados *drop-in* nas condições de mistura estabelecidas pelos órgãos reguladores. As rotas e limites de mistura autorizados são definidos internacionalmente pela ASTM (*American Society for Testing and Materials International*) e nacionalmente através da Resolução ANP 856/2021 (ANP, 2021).

Em 2021, a Resolução CNPE nº 7/2021 instaurou o subcomitê ProBioQAV no âmbito do Comitê Técnico do Programa Combustível do Futuro com o objetivo de desenvolver estudos aprofundados

sobre a introdução do SAF na matriz energética nacional. Em 2023, o ProBioQAV entrou no Projeto de Lei nº 528/2020 do Programa Combustível do Futuro com a proposta de estabelecer metas de redução de emissões para os voos domésticos a serem atendidas com SAF. O percentual de redução de emissões proposto se inicia em 1% em 2027 e chega a 10% em 2037. De acordo com o Projeto, a intensidade de carbono das diferentes rotas de SAF será avaliada através da metodologia de análise de ciclo de vida (ACV) do poço-à-roda.

Estima-se que a substituição do QAV fóssil por SAF contribuirá para o atingimento de 65% da meta de *net zero* 2050 estabelecida pela ICAO (IATA, 2021). Logo, esses combustíveis possuem um papel fundamental para a transição energética deste setor. Embora existam desafios econômicos para sua adoção, é relevante destacar as vantagens do Brasil na produção de SAF. A *expertise* com outros biocombustíveis e a disponibilidade de recursos energéticos renováveis colocam o país em posição favorável para a produção competitiva de SAF, com possibilidade de atendimento da demanda interna e externa.

No Brasil, existem iniciativas para fomentar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o SAF. Registra-se a Lei nº 14.248/2021, que criou o “Programa Nacional do Bioquerosene” para o incentivo e fomento à pesquisa, produção, comercialização e uso do bioquerosene de aviação produzido a partir de biomassa (BRASIL, 2017b). Registra-se, ainda, a Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação (RBQAV) e as Plataformas Mineira e da Zona da Mata de Bioquerosene e Renováveis, que têm trabalhado no estímulo à pesquisa relacionada a produção e inserção deste biocombustível no mercado nacional. Recentemente, a Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) criou a Conexão SAF, um fórum que congrega atores públicos e privados para discutir, identificar e elaborar propostas e soluções para descarbonização do setor de aviação brasileiro por meio do uso de SAF.

Em 2023, o Instituto Senai de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) e a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável inauguraram a primeira planta-piloto de SAF em Natal (RN) (SENAI, 2023). Em 2024, a Cooperação Brasil-Alemanha em parceria com o Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBiogás) inauguraram outra planta piloto para a produção de petróleo sintético a partir do biogás, e sua utilização como matéria-prima para a produção de SAF. O projeto está localizado no Parque Tecnológico Itaipu, em Foz do Iguaçu (PR) (CIBIOGAS, 2024). Outro projeto em escala de demonstração foi anunciado pela *joint-venture* entre as empresas Geo bio gas&carbon e Copersucar. A planta de 200 m³ utilizará biogás para produzir SAF pela rota Fischer-Tropsch e deve entrar em operação em 2025 (GEO, 2024; COPERSUCAR, 2024).

Projetos em escala comercial também foram anunciados nos últimos anos. Em 2022, Brasil BioFuels (BBF) e Vibra Energia anunciaram uma parceria para a produção e comercialização de SAF e HVO, através da rota HEFA com utilização de óleos de palma, soja e milho como matéria-prima. O projeto inclui a construção de uma biorrefinaria na Zona Franca de Manaus (AM) com entrada em operação estimada para o final de 2026, com volume de SAF estimado de 250 mil m³ por ano. O planejamento estratégico da Petrobras também direciona recursos para instalar uma unidade de produção de SAF e HVO na refinaria RPBC, em Cubatão (SP). Com entrada em operação prevista para 2029, a planta utilizará óleo de soja e sebo bovino para produzir 350 mil m³

de SAF por ano¹⁴³ pela rota HEFA. Por fim, a Acelen Renováveis anunciou o investimento em uma unidade para produção de SAF e HVO anexa à refinaria de Mataripe, na Bahia. A produção de 500 mil m³ de SAF por ano tem previsão de início em 2027, também pela rota HEFA, com utilização de óleo de soja e milho na primeira fase, e óleo de macaúba no futuro.

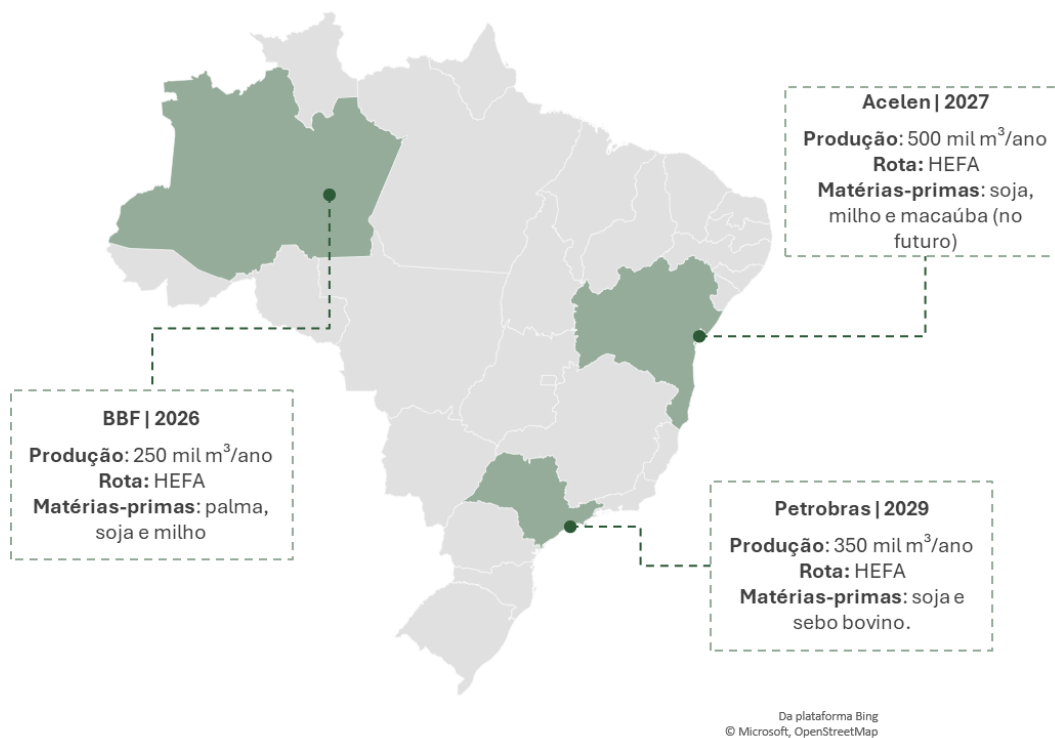
Estima-se que os investimentos associados à produção de SAF e HVO das plantas anunciadas da Acelen, BBF e Petrobras sejam da ordem de R\$ 17,5 bilhões, para uma capacidade produtiva de 2,2 bilhões de litros/ano, sendo 50% para SAF e 50% para o diesel verde.

8.6.1 Oferta e demanda de SAF no Brasil

Para as projeções deste PDE, são considerados os volumes dos projetos comerciais anunciados até maio de 2024¹⁴⁴ (Figura 8-19) e a estimativa de intensidade de carbono correspondente às matérias-primas e rota de produção de cada projeto. Desta forma, estima-se que a partir de 2030 a oferta de SAF em território nacional será de 1.100 mil m³ por ano e que esse total será o demandado para adição ao combustível fóssil, de forma mais conservadora. Análises de sensibilidade, para atendimento das metas de redução de emissão indicadas pelo CORSIA e ProBioQAV serão apresentadas a seguir.

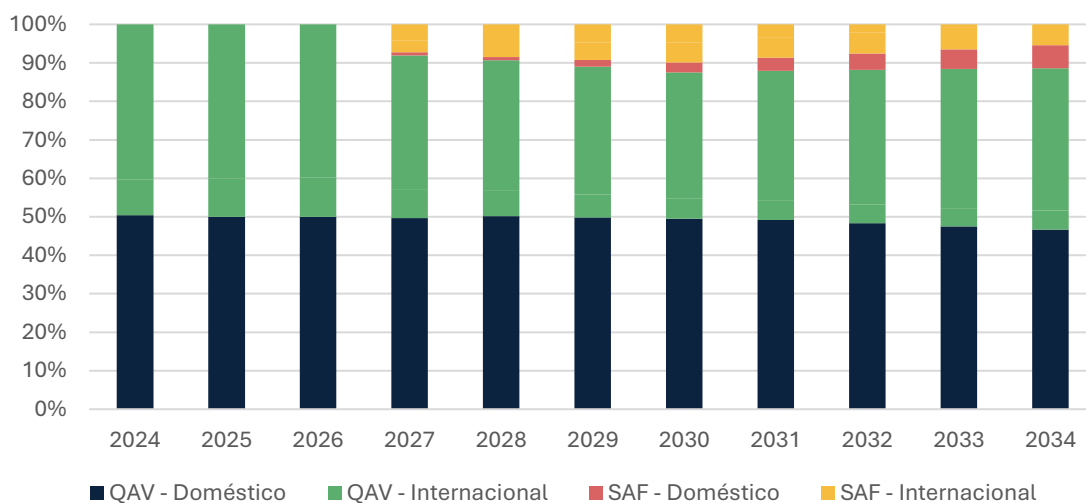
¹⁴³ O Plano de Negócios 2025-2029 da PETROBRAS (2024) cita outros dois projetos em avaliação, sendo um no Complexo de Energia Boaventura, em Itaboraí (RJ), com capacidade de 19 mbpd (1.100 mil m³ / ano) e outro na REPLAN, em Paulínia (SP), de 10 mbpd (600 mil m³ / ano) a partir da rota ATJ.

¹⁴⁴ Há projetos para a construção de plantas que utilizam as rotas ATJ e HEFA, com menor grau de certeza, que não foram incluídas neste estudo. Além disso, a avaliação de construção de outros projetos ocorreu após a elaboração desse item.

Figura 8-19 – Projetos anunciados em escala comercial

Fonte: EPE (Elaboração própria) a partir de Petrobras (2024b), Acelen (2024) e Brasil Biofuels (2024).

Esse volume chega a representar 12% da demanda estimada de combustível de aviação para voos domésticos e internacionais entre 2030 e 2033, porém a participação decai à medida que cresce a demanda dos voos domésticos e voos internacionais que partem do Brasil (Figura 8-20).

Figura 8-20 – Participação de SAF na demanda de combustível de aviação nacional

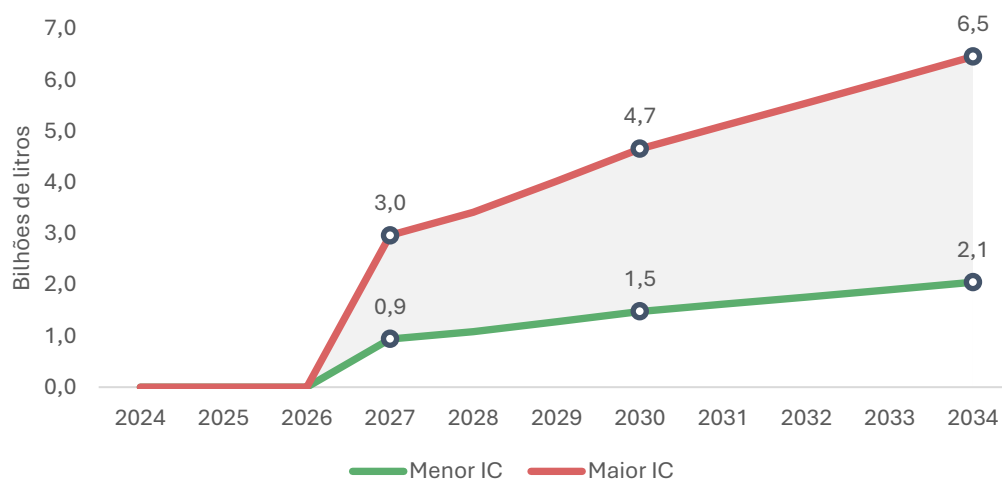
Fonte: EPE (Elaboração própria)

AVALIAÇÃO DA DEMANDA DE SAF PARA ATENDIMENTO AOS PROGRAMAS PROBIOQAV E CORSIA

A fim de verificar qual seria a demanda volumétrica de SAF ao longo do período decenal para atendimento ao CORSIA e ProBioQAV, foram realizadas análises de sensibilidade. Como esses programas estabelecem metas de redução de emissões e não mandatos volumétricos, a demanda poderá variar de acordo com a intensidade de carbono das rotas e matérias-primas utilizadas na produção do SAF. Ao considerar o menor nível de intensidade de carbono (IC), a demanda de SAF seria de cerca de 2,1 bilhões de litros em 2034. Por outro lado, caso o combustível fosse produzido com a IC mais elevada¹⁴⁵, essa demanda poderia chegar a 6,5 bilhões de litros. A Figura 8-21 apresenta a trajetória mínima e máxima de demanda de SAF, enquanto a

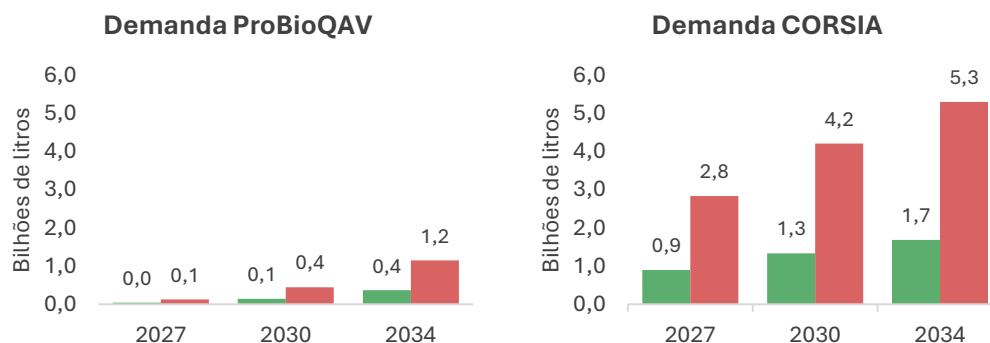
Figura 8-22 desagrega o volume necessário para atender cada programa de redução de emissões.

Figura 8-21 – Demanda nacional de SAF



Fonte: EPE (Elaboração própria)

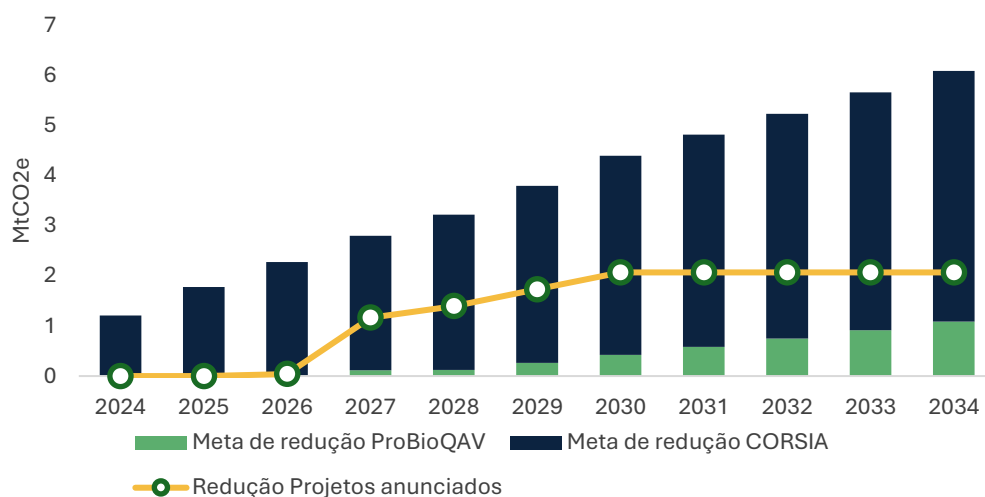
¹⁴⁵ A intensidade de carbono das rotas analisadas varia de 2,4 a 65,7 gCO₂eq/MJ. O menor valor se refere à produção de SAF pela rota Fischer-Tropsch com resíduo florestal (CAPAZ et al., 2020). Já o maior se refere à produção de SAF a partir de etanol de milho pela rota ATJ (CORSIA, 2024). Destaca-se que os resultados para a IC da rota ATJ não se referem ao etanol de milho produzido no Brasil, que utiliza a área de 2ª safra de milho.

Figura 8-22 – Demanda de SAF para atender ProBioQAV e CORSIA

Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.6.2 Atendimento ao CORSIA e ProBioQAV

Em relação ao CORSIA e ProBioQAV, os projetos anunciados atendem, em média, 41% das metas de redução de emissões estipuladas em cada programa durante o período de 2027 (início da obrigatoriedade dos programas) a 2034. Considerando apenas o ProBioQAV, os projetos são suficientes para atender as metas estabelecidas até 2034. Contudo, para anteder as metas do CORSIA serão necessários outros projetos de SAF (Figura 8-23).

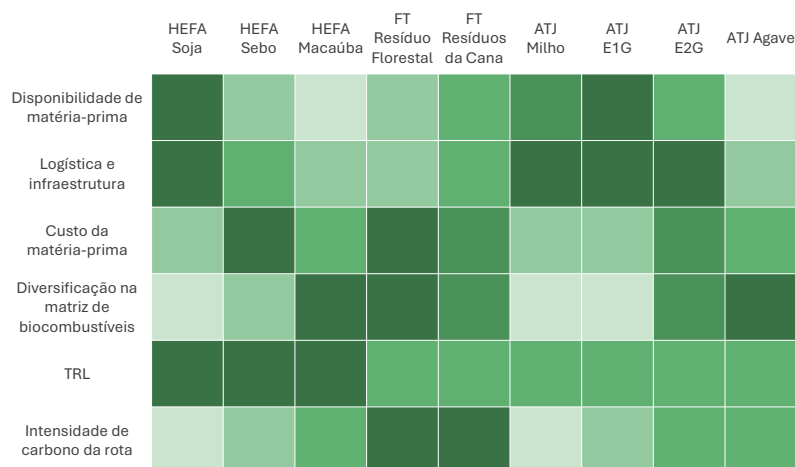
Figura 8-23 – Atendimento às metas de redução de emissões de GEE

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Nota-se que os projetos anunciados se baseiam somente da rota de produção HEFA, que atualmente é o mais desenvolvido, com o maior nível de prontidão tecnológica e plantas instaladas no mundo. Não obstante, o Brasil também pode se destacar na produção de SAF a partir de outras rotas e matérias-primas. Etanol de cana e milho de primeira geração, por exemplo, são matérias-primas consolidadas para produção de SAF pela rota AtJ. Alternativamente, resíduos, óleo de macaúba, etanol de agave e de cana de segunda geração se apresentam como matérias-primas promissoras para atender a demanda de SAF com intensidade de carbono reduzida.

No futuro, a composição de rotas e matérias-primas para produção de SAF dependerá da avaliação de uma série de fatores, tais como a disponibilidade de recursos energéticos e financeiros, infraestrutura, custos, intensidade de carbono, aspectos geopolíticos, entre outros. Buscou-se identificar as possibilidades de atendimento a essas demandas, no ano de 2034, por meio de uma avaliação multicritério (Figura 8-24).

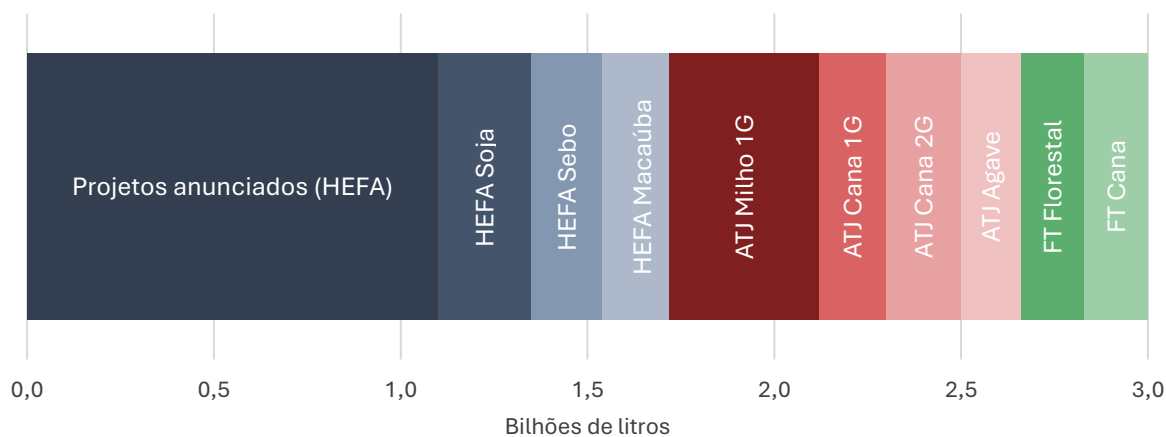
Figura 8-24 – Avaliação multicritério para rotas produtoras de SAF em 2034



Fonte: EPE (Elaboração própria)

A ponderação de diferentes fatores indica uma possível composição da produção de SAF no Brasil em 2034 (Figura 8-25). Nessa trajetória, as metas do CORSIA e ProBioQAV seriam atendidas com cerca de 3 bilhões de litros de SAF produzidos a partir de um conjunto diverso de rotas e matérias-primas. Além de contribuir para redução de emissões do setor, essa diversificação pode ser um vetor de desenvolvimento regional, recuperação de pastagens degradadas e geração de emprego e renda.

Figura 8-25 – Possível trajetória de produção de SAF por rota em 2034



Fonte: EPE (Elaboração própria)

8.7 Inovações e perspectivas emergentes

Considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil, esta seção aborda outros biocombustíveis que podem contribuir para aumentar a diversidade da matriz energética nacional e valorizar as vantagens competitivas do Brasil na geração de energia com recursos naturais renováveis, assim como inovações tecnológicas que poderão contribuir para a redução ainda maior da intensidade de carbono dos combustíveis.

8.7.1 Combustíveis Alternativos para Uso Marítimo

O transporte marítimo é responsável por mais de 80% do comércio global de mercadorias. Segundo dados da IEA (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017), as viagens marítimas internacionais têm uma capacidade de carga de aproximadamente 1,2 bilhão de toneladas de frete, no valor de aproximadamente US\$ 7 trilhões. Este setor consome mais de 330 milhões toneladas de derivados de petróleo todos os anos.

Os combustíveis marítimos podem ser classificados em duas categorias: a primeira é formada pelos residuais ou óleos combustíveis marítimos (*bunker*), produzidos a partir da mistura de frações pesadas da destilação (resíduos); a segunda categoria é formada por outros óleos diluentes e aqueles produzidos a partir das frações mais leves do processo de refino (gasóleos atmosféricos, majoritariamente), o diesel marítimo (DMA) ou *marine gasoil* (MGO) (PETROBRAS, 2013).

A IMO (Organização Marítima Internacional) é a agência da ONU, composta por 174 Estados Membros, responsável por garantir a regulamentação e cumprimento das regras internacionais, determinadas no ANEXO IV da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL), cujo trabalho aborda as questões relativas à segurança, eficiência energética, e dando ênfase à proteção ambiental no transporte marítimo internacional.

A estratégia definida em 2023 tem os seguintes objetivos: para 2030 reduzir as emissões totais de GEE em pelo menos 20%, almejando 30%, em comparação com 2008. Adotar tecnologias, combustíveis e/ou fontes de energia com emissão zero ou quase zero correspondendo a pelo menos 5%, buscando 10%, da energia utilizada; para 2040 a meta é de pelo menos 70%, visando 80%, em comparação com 2008; para 2050 almeja-se emissões líquidas zero, conforme circunstâncias nacionais.

Diante desse contexto, os biocombustíveis configuram-se como uma das alternativas para atender as metas propostas, em especial o biodiesel, cuja produção e infraestrutura já está difundida no Brasil e possui capacidade instalada ociosa que pode ser utilizada para atingir esse objetivo de forma mais ágil no curto prazo, além de não implicar na necessidade de *retrofit* nos motores atuais dos navios. Dessa forma, além dos biocombustíveis já serem uma solução de curto prazo, também podem cumprir o papel de uma alternativa de longo prazo devido ao seu potencial de produção e uso de CO₂ biogênico, podendo alcançar níveis de emissão negativa, quando utilizadas tecnologias mais avançadas de produção de combustíveis sintéticos e Bio-CCS, uma vez que se torne economicamente viáveis e amplamente acessíveis no futuro. Assim, os biocombustíveis podem cumprir um papel fundamental para alcance das metas da IMO, principalmente aquelas

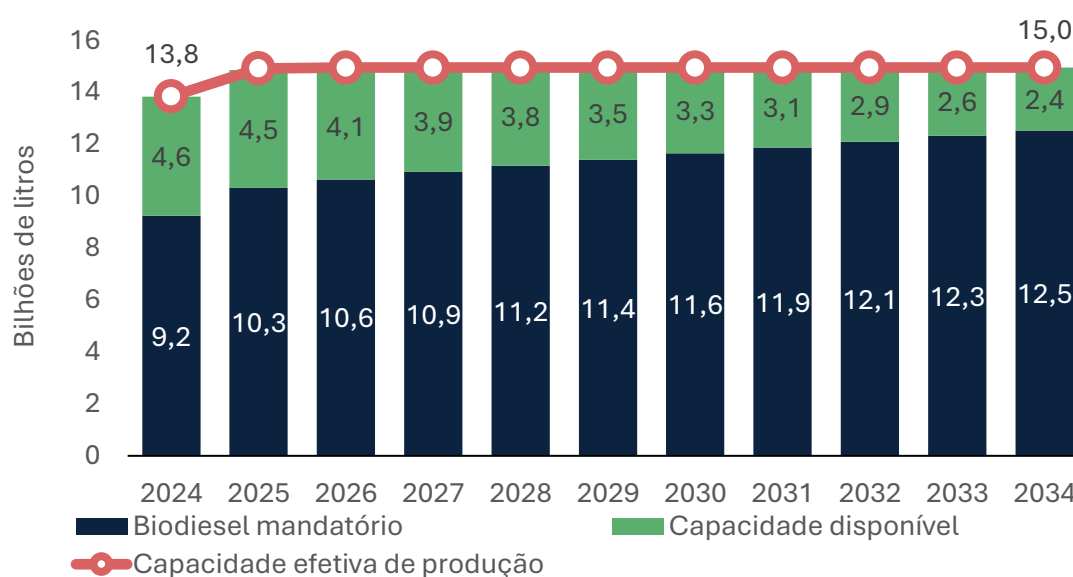
relacionadas à redução de emissões absolutas e à produção de combustíveis renováveis de emissão zero ou quase zero.

Recentemente, a Organização Internacional de Padronização (ISO), por meio da norma ISO 8217/24, que trata das novas especificações e requisitos para os combustíveis marítimos, possibilitou misturas de biodiesel (FAME) ao *bunker* e diesel marítimos em até 100% (B100) (ISO, 2024). Todavia, segundo regulamentação MARPOL/IMO, os combustíveis marítimos com misturas entre B30 e B100 estarão sujeitos a avaliações, para atendimento aos requisitos de emissões de NOx.

A ANP, por meio da Autorização nº 402/2024, permitiu, em caráter especial, a comercialização pela Petrobras, de óleo combustível marítimo (*bunker*) com até 24% de biodiesel, em volume, observadas as respectivas especificações estabelecidas para esses produtos (ANP, 2024e). Adicionalmente, há outras empresas que têm utilizado o biodiesel puro (B100) como substituto ao diesel fóssil em embarcações fluviais (BIODIESELBR, 2024).

Desta forma, estima-se que a demanda de biodiesel para uso aquaviário alcance 1,5 bilhão de litros em 2034 (Figura 8-26), sendo que 1,1 bilhão será destinado para navegação internacional. Considerou-se que o biodiesel para essa aplicação será ofertado pela capacidade instalada excedente, após atendimento do uso obrigatório, conforme indicado no Item 8.5.

Figura 8-26 – Projeção da demanda de biodiesel para uso aquaviário



Fonte: EPE (Elaboração própria)

Nota: Aquaviário corresponde às demandas hidroviária e de bunker (doméstico e internacional)

Levando-se em consideração que os preços comparativos entre biocombustíveis e derivados fósseis, em especial os residuais, presume-se que, numa fase inicial, o uso de combustíveis de origem renovável para o transporte marítimo poderá incrementar os custos logísticos, visto que o gasto com combustível chega a representar até 70% dos custos neste setor. Por outro lado, o não atendimento às metas de redução de emissão de GEE da IMO poderão imputar o pagamento de multas ou taxas, além de impactos relacionados ao valor de mercado das empresas que

apresentem pouca aderência às agendas vinculadas às ações que mitiguem os impactos das mudanças climáticas.

8.7.2 Captura e armazenamento geológico do CO₂ biogênico (Bio-CCS)

A biomassa é constituída de carbono fixado da atmosfera nas plantas por meio da fotossíntese. Por isso, em um processo tradicional de bioenergia, as emissões de CO₂ estritamente resultantes da conversão da biomassa fazem parte de um ciclo de carbono de curta duração e podem ser consideradas neutras em termos climáticos.

Com o Bio-CCS, ao se adicionar a captura e estocagem permanente a essas emissões, impede-se o retorno do CO₂ biogênico à atmosfera e efetiva-se um fluxo de carbono da atmosfera para um reservatório geológico. Essa intervenção pode caracterizar “emissões negativas”, também chamadas de “remoção de dióxido de carbono da atmosfera”.

Considerando as metas de emissões líquidas nulas (*net-zero*) e as restrições para eliminá-las – acentuadas em setores como aviação, marítimo, agropecuária e outros de difícil abatimento –, a compensação via remoção pode se tornar necessária. Assim, o desenvolvimento de Bio-CCS é tido como um pilar estratégico da mitigação das mudanças do clima.

Um dos principais desafios da cadeia de captura e armazenamento de carbono, de forma geral, reside na obtenção do CO₂, dado que a maior parte das emissões se apresenta em baixa concentração como resultado da combustão, exigindo custos elevados de separação.

A indústria de bioenergia exhibe exceções a esse padrão, com processos reconhecidos por emitirem CO₂ em purezas elevadas. O principal deles é a reação de fermentação alcoólica para a produção de etanol, biocombustível que tem o Brasil como segundo maior produtor global nas usinas de cana e milho. Assim, configura-se um potencial de baixo custo, sendo uma das oportunidades mais imediatas de implementação de Bio-CCS.

O Bio-CCS pode reduzir significativamente a intensidade de carbono do etanol, o que garantiria atratividade ainda maior para o biocombustível na transição energética. Cada metro cúbico de etanol gera cerca de 0,75 tonelada de CO₂ da fermentação e, somadas, as usinas nacionais têm potencial de capturar cerca de 25 milhões de toneladas de CO₂ por ano nesse processo.

Além do etanol, destacam-se a elevada concentração do CO₂ na produção de biometano e a grande escala de unidades de cogeração a biomassa, como na indústria de papel e celulose, característica que pode contribuir para a viabilidade de projetos.

A implementação de Bio-CCS está alinhada às políticas de biocombustíveis. O Combustível do Futuro propõe a definição de arcabouço legal e regulatório para a captura e estocagem geológica de CO₂, garantindo segurança jurídica à atividade. O RenovaBio, por sua vez, prevê bônus de até 20% sobre a NEEA de biocombustíveis com emissões negativas, o que pode aumentar a viabilidade para que o CBIO atue como mecanismo de remuneração adequada ao investimento em Bio-CCS.

Cabe notar que, alternativamente, o CO₂ biogênico pode ser destinado a usos produtivos, destacando-se a rota dos combustíveis sintéticos de baixa emissão a partir da reação com

hidrogênio. A disponibilidade e as características do CO₂ da bioenergia brasileira concorrem para trazer competitividade a mais uma rota que o país pode aproveitar na transição energética.

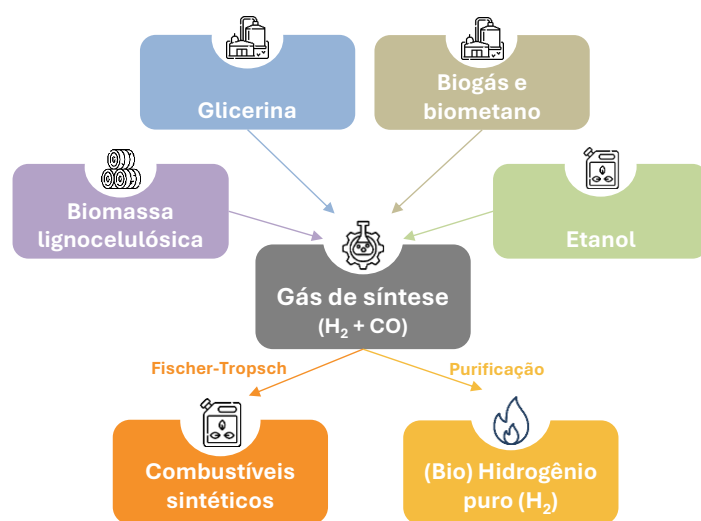
8.7.3 Hidrogênio de baixa emissão de CO₂ - origem da biomassa (Biohidrogênio)

O hidrogênio (H₂) é amplamente utilizado em diversos processos da indústria e refino e tem ganhado papel de destaque na transição energética. Atualmente, a maior parte da produção de H₂ tem origem fóssil, usando como fonte principalmente o gás natural. Para atingir as metas de descarbonização, as rotas de produção a partir da biomassa podem contribuir com o desenvolvimento da cadeia de hidrogênio de baixa emissão de carbono do país, complementando e diversificando a oferta a partir de suas particularidades.

A tecnologia mais consolidada para produção de hidrogênio a partir de biomassa é a conversão termoquímica e consiste em utilizar calor, pressão e catalisadores para romper as ligações químicas e gerar gás de síntese (H₂ e CO). As três principais rotas termoquímicas são: a gaseificação, a reforma a vapor e a pirólise.

Como diversas matérias-primas podem ser utilizadas nessas rotas (Figura 8-27), uma das oportunidades da produção de biohidrogênio no Brasil passa por viabilizar a coleta e o aproveitamento de biomassa dos resíduos agrícolas e florestais. Além disso, é uma alternativa para agregar valor a resíduos da agroindústria e da produção de biocombustíveis, como nos casos da glicerina e do biogás que apresentam potenciais significativos na indústria do biodiesel e no setor sucroenergético, respectivamente. Lógica similar se aplica ao licor negro, subproduto da indústria de papel e celulose, com rico potencial energético e de recuperação de químicos. Ainda é possível a utilização do etanol, rota que se diferencia por colocar esse insumo como “vetor” de H₂. Isto é, vale-se das rotas seguras e já estabelecidas de distribuição do etanol e faz-se a conversão em H₂ próxima ao ponto de consumo, realizando o abastecimento de H₂ enquanto se contorna seus desafios logísticos.

Figura 8-27 – Rotas selecionadas de produção de biohidrogênio com potencial relevante no Brasil



Fonte: EPE (Elaboração própria)

Uma planta piloto que está sendo estabelecida na Cidade Universitária da Universidade de São Paula (USP) em parceria com empresas como Shell e Raízen terá capacidade de produzir 4,5 kg/h de hidrogênio a partir da reforma do etanol. O objetivo é abastecer três ônibus e um veículo leve equipados com células a combustível (*fuel cells*), substituindo o diesel e os motores a combustão interna (USP, 2023).

Nesse cenário de oportunidades, o Brasil ganha destaque pela abundância de matérias-primas residuais e pela elevada produtividade de biomassa, o que o torna potencial produtor de biohidrogênio. De forma a impulsionar o desenvolvimento da indústria nacional de H₂, foi instituído o Programa Nacional de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PNH2) na Resolução CNPE nº 6/2022 e sancionada a Lei nº 14.948/2024, que institui a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (BRASIL, 2024).

Com a aprovação do marco legal, tem-se a perspectiva de destravar investimentos em produção, transporte e uso de hidrogênio, cuja demanda tende a ser cada vez maior com o crescimento e a diversificação da indústria de bioenergia. Direta ou indiretamente, o H₂ se faz presente desde o cultivo agrícola até o processamento da biomassa nas usinas, participando, por exemplo, da produção de fertilizantes, do metanol e de combustíveis sintéticos, bem como nos processos de hidrogenação para produção de biocombustíveis avançados (SAF e HVO).

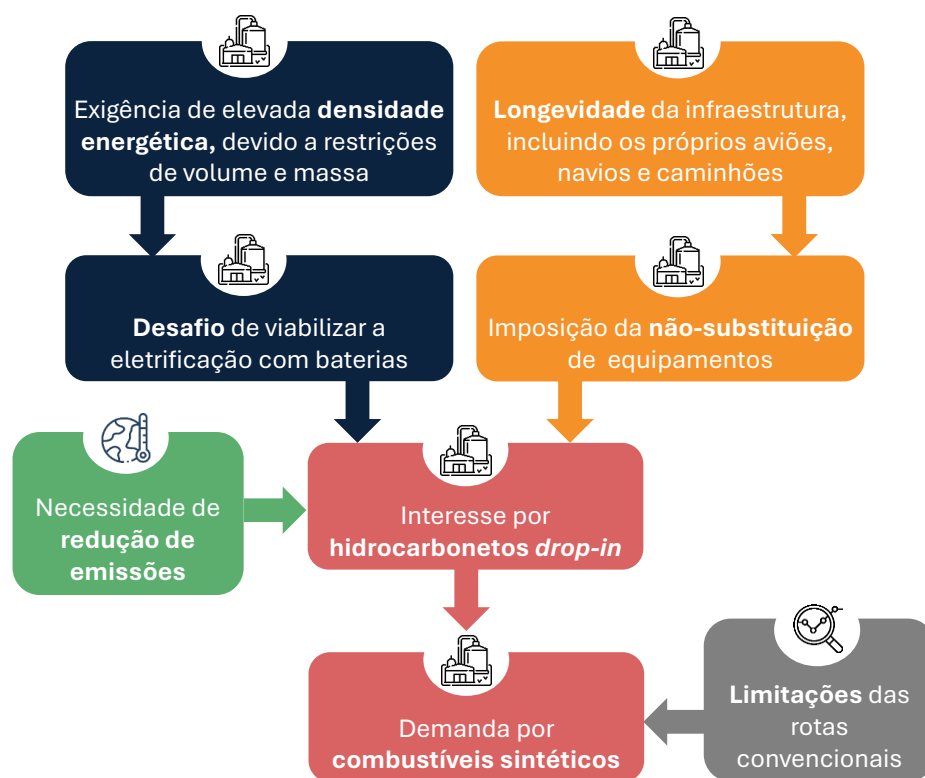
8.7.4 Combustíveis sintéticos

Combustíveis sintéticos são hidrocarbonetos produzidos por processos termoquímicos e catalíticos, que mimetizam combustíveis fósseis, e podem ser usados nos sistemas já existentes sem adaptação (*drop-in*). Nesse item não serão abordados os combustíveis com rotas já consolidadas e/ou contempladas em itens anteriores deste capítulo, como HEFA e ATJ.

Os combustíveis sintéticos vêm ganhando notoriedade dentre as estratégias de descarbonização dos setores de transportes e indústria. Suas principais vantagens são a diversidade de fontes, o ganho de autonomia dos países ao diminuir a necessidade de importação, o potencial de redução da pegada de carbono e a elevada densidade do suprimento de energia. Este último fator é fundamental para os transportes, pois permite minimizar o espaço ocupado pelo combustível e a massa a ser carregada pelo veículo. É ainda mais crucial nas categorias onde viabilizar a eletrificação com baterias é mais difícil, como o transporte rodoviário de longas distâncias, a navegação internacional e especialmente a aviação.

Além disso, outra característica fundamental é que essa categoria requer longevidade da infraestrutura e a não-substituição de equipamentos, fazendo com que os combustíveis sintéticos sejam atrativos por se tratar de uma tecnologia *drop-in*, isto é, podem ser usados nos sistemas já existentes sem adaptação (Figura 8-28).

Figura 8-28 – Os combustíveis sintéticos na agenda dos transportes aéreo, marítimo e rodoviário de longa distância



Fonte: EPE (Elaboração própria)

Atualmente há dois conjuntos principais de rotas para a produção de combustíveis sintéticos de baixa emissão de carbono. A primeira consiste em conversão da biomassa em gás de síntese por processos termoquímicos de pirólise, gaseificação ou reforma a vapor, seguida de síntese de Fischer-Tropsch para a obtenção dos hidrocarbonetos com o tamanho de cadeia carbônica requerido.

A segunda via de obtenção é pela combinação de hidrogênio eletrolítico a uma fonte de carbono, tipicamente CO₂ e, quando obtidos por essa rota, os produtos recebem o nome de eletrocombustíveis (*e-fuels*). Geralmente, regiões com menor disponibilidade de biomassa tendem a focar nos *e-fuels* para as trajetórias de descarbonização.

Por sua vez, o Brasil tem recursos para desenvolver ambas as rotas, além dos biocombustíveis tradicionais e avançados. Mesmo no caso dos *e-fuels* a bioenergia brasileira é uma vantagem competitiva, pois gera CO₂ em condições favoráveis à captura e utilização.

A Lei nº 14.993 (Combustível do Futuro), propõe alterações na Lei nº 9.478/1997, dentre as quais destaca a ANP como órgão regulador e fiscalizador da atividade de produção e comercialização dos combustíveis sintéticos.

8.7.5 Matérias-primas para biocombustíveis

A oferta de biocombustíveis no Brasil deve passar por considerável aumento com a aprovação da Lei nº 14.993 em 08 de outubro de 2024, conhecida como Combustível do Futuro, já que o país possui uma ampla variedade de matérias-primas para a sua produção.

A cana-de-açúcar, o milho e outros cereais são utilizados na produção de etanol e outros produtos, como açúcar, bioeletricidade, biogás, biomassa para etanol 2G, DDGS (*Dried Distillers Grains with Solubles*) e óleo de milho, agregando valor à matéria-prima inicial. A produção desse biocombustível, impulsionada pelo etanol de milho no Centro Oeste deve crescer de forma vigorosa e há indicativos de investimentos vultosos do setor privado, apoiado por agentes públicos de fomento, nesse nicho.

Os combustíveis do ciclo Diesel também serão impulsionados pelo Combustível do Futuro, que pode incrementar a participação do biodiesel na matriz de transporte, com mandatos superiores vigentes atualmente, e abrir as portas para outros biocombustíveis nesse segmento. O diesel verde ganhará relevância com essa importante política pública, já que poderão substituir o diesel fóssil sem qualquer alteração no equipamento mecânico. Esses combustíveis poderão ser utilizados em transporte aquaviário. Os óleos oriundos da soja, do sebo bovino, do algodão e outros materiais graxos são insumos destinadas à produção desses biocombustíveis e seus coprodutos, como farelo e glicerina. O óleo de palma vem se destacando no mercado internacional pelo maior volume de produção e preços competitivos e os óleos de macaúba e milho surgem como potenciais insumos.

Adicionalmente, existem as biomassas residuais de cana-de-açúcar, de outras agroindústrias e de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) que podem ser usadas para a produção de biometano, o qual pode ser aplicado diretamente em motores com alguma modificação, ou mesmo injetado nas redes de gás natural para uso industrial, doméstico ou em veículos, tanto do ciclo Diesel como do ciclo Otto.

Quanto aos novos biocombustíveis, como SAF e diesel verde, podem utilizar como insumo para sua produção o etanol, os óleos vegetais e resíduos.

No setor aeroviário, há a possibilidade de biocombustível (*Sustainable Aviation Fuel – SAF*), processado através de várias rotas, tendo como matéria-prima básica, óleos vegetais, etanol ou resíduos, que poderão ser misturados em proporção, ou até mesmo puros, a ser definida por órgãos de regulação. Há ainda a possibilidade da obtenção de hidrogênio de baixo carbono, oriundo da biomassa, que poderá ser utilizado puro ou ainda como insumo na produção de biocombustíveis avançados, tais como diesel verde, SAF e coprocessado.

O uso de biocombustíveis como uma das soluções para a descarbonização demandará maior disponibilidade de insumos, podendo gerar competição por esses recursos. Nesse sentido, é importante que os formuladores de políticas públicas tenham atenção quanto ao aumento e à diversificação de matérias-primas, também considerando-as como um vetor de desenvolvimento regional.

Pontos Principais do Capítulo

- Os **biocombustíveis** continuarão a ter **participação relevante na matriz energética brasileira** no horizonte decenal. Somado à Política Nacional de Biocombustíveis (**RenovaBio**), o estabelecimento da Lei do **Combustível do Futuro** corrobora os desdobramentos positivos e o fortalecimento do setor, projetados para o próximo decênio.
- A **oferta de etanol** será crescente no período decenal, alcançando **48,5 bilhões de litros** em 2034, com a cana-de-açúcar mantendo a sua relevância e acompanhada pelo crescimento expressivo do **etanol de milho**, que avançará para **30%** no final do período. As usinas poderão ainda aproveitar suas potencialidades na produção de biogás, etanol de segunda geração, SAF, entre outros. Estima-se a ampliação de capacidade de produção de etanol e construção de novas unidades para cana 1G e 2G e para o milho. O etanol hidratado aumentará sua competitividade em relação à gasolina C no horizonte decenal.
- O **setor sucroenergético** segue contribuindo para **renovabilidade da matriz elétrica nacional com a bioeletricidade** e para a complementariedade da geração de energia no período de estiagem, podendo incorporar palhas e pontas. Uma significativa vantagem para as indústrias do setor sucroenergético associada à bioeletricidade é a garantia de aporte financeiro propiciado pela comercialização de energia. A projeção baseada no histórico atinge **3,9 GW médios** em 2034.
- O biogás do setor sucroenergético (vinhaça e torta de filtro) terá uma maior inserção na matriz energética, podendo ser destinado à geração elétrica e, com a purificação para biometano, à substituição ao diesel e misturado ao gás natural fóssil, nas malhas de gasodutos. Estima-se um potencial de produção de 6,4 bilhões de Nm³ (**3,5 bilhões de Nm³ de biometano**) oriundos desses insumos, havendo um potencial de aproveitamento para as palhas e pontas.
- A demanda de **biodiesel** manter-se-á nos **limites definidos por lei**, sendo o FAME o principal produto, com um incremento advindo do **setor aquaviário** em cumprimento de acordos na IMO, o que acarretará uma **demand total de 13,6 bilhões de litros** em 2034. Espera-se que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio, sendo importante o desenvolvimento de **culturas alternativas**, visando impulsionar o **desenvolvimento regional**, o que poderá catalisar a **geração de emprego e interiorização de renda**.

Pontos Principais do Capítulo

- O PNPB demonstrou ser uma importante política pública de inserção da **agricultura familiar** na economia formal, que é responsável pela produção de uma parcela considerável da cesta de alimentos consumida pela população brasileira. Esse modelo é passível de ser **replicado** tanto para **novos biocombustíveis**, como para outros setores. Em consonância com os objetivos do Selo Biocombustível Social, a produção de biocombustíveis poderá se constituir como um vigoroso vetor de incentivo ao fortalecimento da agricultura familiar e à promoção da **segurança alimentar**.
- A regulamentação do **diesel verde** pode trazer oportunidades para a inserção dos hidrocarbonetos parafínicos de origem na biomassa renovável no ciclo Diesel, **ampliando a participação dos biocombustíveis** na matriz de transportes. Adicionalmente, o uso do diesel coprocessado pode contribuir para a redução das emissões no setor de transportes.
- Existem **perspectivas de produção de SAF e diesel verde**, a partir de diversas rotas e matérias-primas, e da produção de **hidrogênio de biomassa**. O desenvolvimento e a disseminação dessas alternativas contribuem para que o **Brasil** mantenha sua relevância no uso de energias renováveis e na **liderança de uma transição energética mundial justa e inclusiva**, o que demandará investimentos em **novas biorrefinarias**.
- O uso de biocombustíveis como uma das soluções para a descarbonização demandará **maior disponibilidade de matérias-primas**, podendo gerar competição pelo mesmo recurso. Nesse sentido, é importante que os desenvolvedores de políticas públicas tenham atenção quanto ao **aumento** e à **diversificação** de matérias-primas, considerando-os como **vetor de desenvolvimento regional**.
- O projeto de Lei **Combustível do Futuro** é uma política pública destinada a incentivar a produção e uso de combustíveis sustentáveis, de forma a tornar a matriz energética mais limpa, **contribuindo** para que o **Brasil** atinja as metas de **redução de emissões**, além da possibilidade de **atração de investimentos** no setor de energias renováveis.

9 Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Este capítulo apresenta os Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (“behind-the-meter”).

Nesse sentido, os recursos energéticos distribuídos considerados no PDE 2034 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e minigeração distribuída (MMGD);
- Autoprodução de energia (não injetada);
- Energia solar térmica.

Importante destacar que o conceito de autoprodução (não-injetada) adotado aqui inclui tão somente a parcela de autoprodução destinada ao autoatendimento do consumidor final. Não são contabilizados neste capítulo os eventuais excedentes de geração elétrica neste conceito de RED. Nem mesmo a alternativa “resposta da demanda¹⁴⁶” foi abordada neste capítulo, embora possa estar englobada no conceito de RED. Igualmente, a modalidade de contratação direta de Geração Distribuída através de chamadas públicas pelas distribuidoras, conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, não foi contemplada nas projeções. Essa modalidade tem um histórico de baixa adesão por parte das distribuidoras e sua inserção no período decenal deve continuar marginal.

Ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema. Há importância desses recursos dada sua inserção como opção de atendimento, o que demandará novas práticas de planejamento da expansão, operação do sistema de geração de energia e adicionalmente das redes elétricas.

Estima-se que os RED ofereçam confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, se estiverem adequadamente alocados espacialmente e sendo operados em momentos mais adequados. Entretanto, torna o planejamento da expansão do sistema energético e a operação mais complexos, pois adiciona-se mais uma fonte de incertezas. Pode-se mencionar a proximidade entre as fontes de geração e os pontos de consumo como benefício porque pode propiciar a redução de perdas elétricas.

¹⁴⁶ Resposta da demanda refere-se aos mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado (Gellings, 2009). (No EPE-DEE-NT-022/2019-r0).

9.1 Considerações iniciais

A Tabela 9-1 Tabela 1-1 apresenta a síntese de dados relevantes para este capítulo. De acordo com os estudos do PDE 2034, estima-se que a contribuição elétrica dos RED como fonte de atendimento possa responder por 23,6% do consumo de eletricidade até 2034, o que corresponderia a 215 TWh, sendo que a autoprodução contribui com 10%, a MMGD com 9% e a eficiência elétrica com aproximadamente 5% nesse horizonte.

Tabela 9-1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Energia Total¹ (mil tep)	2024	2029	2034
Consumo Potencial de energia ²	298.144	314.129	351.217
Eficiência Energética	45	9.078	19.164
Consumo com conservação	298.099	305.051	332.054
Autoprodução não-injetada	6.257	7.740	7.894
MMGD ³	3.646	5.503	7.002
%			
Consumo atendido com EE e RED	3,3	7,1	9,7
Eficiência Energética	0,0	2,9	5,5
Autoprodução não-injetada	2,1	2,5	2,2
MMGD ³	1,2	1,8	2,0
Combustíveis (mil tep)	2024	2029	2034
Consumo Potencial de combustíveis	216.250	248.557	272.966
Consumo com conservação	216.250	240.876	257.408
Eficiência energética dos combustíveis	0	7.681	15.558
Energia Elétrica (GWh)	2024	2029	2034
Consumo Potencial de eletricidade*	626.044	762.359	912.418
Eficiência Elétrica	0	16.138	41.925
Consumo com conservação	626.044	746.220	870.493
Autoprodução não-injetada	72.754	90.002	91.795
MMGD ³	42.397	63.987	81.422
%			
Consumo atendido com EE e RED	18,4	22,3	23,6
Eficiência Elétrica	0,0	2,1	4,6
Autoprodução não-injetada	11,6	11,8	10,1
MMGD ³	6,8	8,4	8,9
MWmédio			
Carga média total evitada⁴	16.031	23.684	29.951

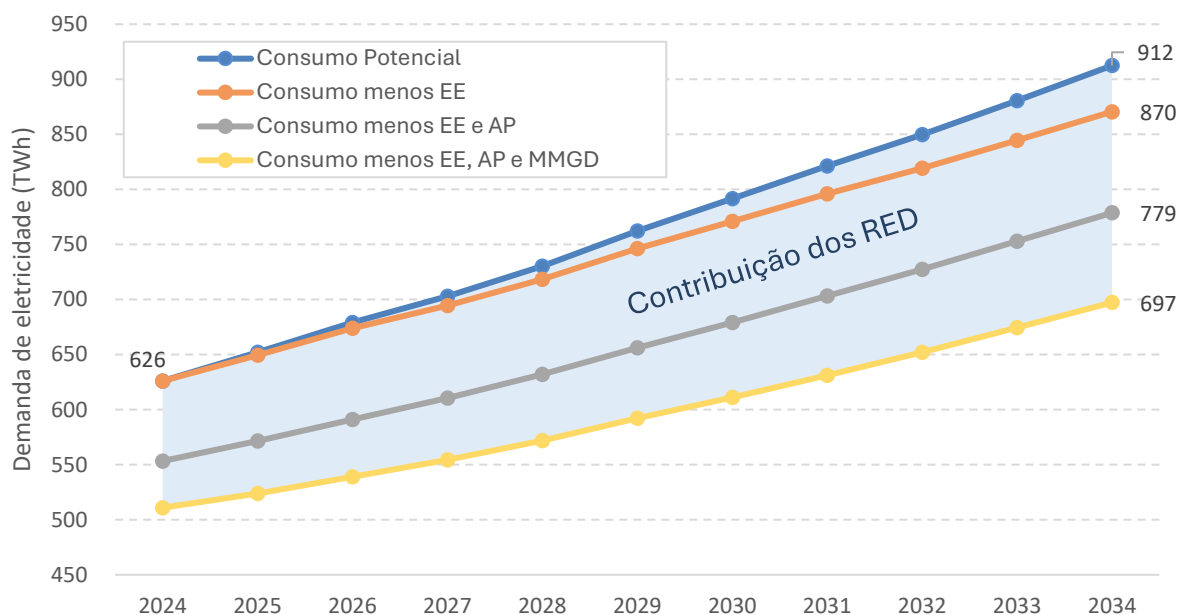
Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Energia total corresponde ao consumo de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes (Energia total = consumo de eletricidade + consumo de combustíveis).
- (2) O consumo advindo da energia solar térmica está considerado no consumo final, como outras fontes primárias, conforme a matriz energética do Balanço Energético Nacional.
- (3) MMGD: Micro e Minigeração Distribuída (injetada + não injetada).
- (4) O nível de perdas totais considerado foi de 18%.

Quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 10% dessa demanda energética até 2034, tendo como destaque as parcelas de eficiência energética (6%) e de autoprodução (2%). O detalhamento da contribuição de cada uma das alternativas que compõe os RED será apresentado nos próximos itens deste capítulo. A Figura 9-1 ilustra a contribuição dos RED para o atendimento à demanda potencial de eletricidade no horizonte decenal.

Figura 9-1 – Contribuição do RED na demanda de eletricidade



Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) A Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) está contemplada no consumo final, conforme a matriz energética do BEN 2023.
- (2) EE: eficiência elétrica.
- (3) AP: autoprodução não-injetada na rede.
- (4) MMGD: Micro e minigeração distribuída (injetada + não injetada).

9.2 Eficiência Energética

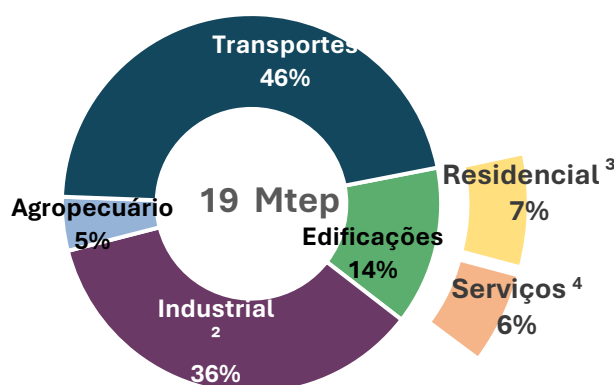
Os resultados da energia economizada apresentados neste capítulo indicam a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base de 2024; ou seja, ganho de eficiência energética zero em 2024. Desta forma, os primeiros ganhos de eficiência energética serão percebidos na modelagem no ano de 2025. Sob esse aspecto, o conceito utilizado na métrica desses resultados remete-se àquele conhecido como cenário de eficiência congelada, como definido em Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Os ganhos de eficiência energética são resultado de décadas de políticas públicas e investimentos em eficiência energética, como o Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE (Inmetro em 1984), o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel/ENBPar (Portaria Interministerial nº 1.877/1985), o Programa de Eficiência Energética das concessionárias de distribuição de energia elétrica – PEE/ANEEL (Lei 9.991/2000), Índices Mínimos de Eficiência (Lei 10.295/2001), entre outras iniciativas governamentais.

Adicionalmente, uma parcela é função do progresso autônomo, de inovação tecnológica e ações implementadas por iniciativa dos próprios consumidores (EPE, 2023b). De forma a nortear as políticas de eficiência energética, a EPE e o MME estão desenvolvendo um documento que tem como objetivo apresentar uma compilação dos principais conceitos da eficiência energética, a atual governança, as ações de estímulo realizadas a nível nacional, com proposta de aprimoramentos e sugestão de novas, bem como um resumo das atividades e dos estudos conduzidos pela EPE, MME e seus parceiros sobre o tema.

Como destacado no Capítulo 1, é projetada uma melhora do ambiente macroeconômico que permite uma recuperação da confiança dos agentes, viabilizando um maior ritmo de atividade com crescimento gradual. Para os estudos do PDE 2034, estima-se que ao final do decênio os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 19 milhões de tep em 2034, cerca de 7% do consumo final energético brasileiro observado no ano de. Entre os setores de consumo final, a maior contribuição em relação ao total economizado deve ser observada nos transportes e na indústria, como mostra a Figura 1-2.

Figura 9-2 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2034¹ (% do ganho total)



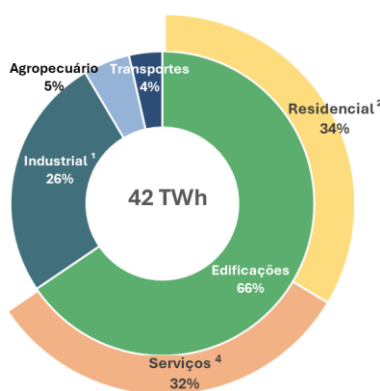
Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes.
- (2) Inclui o setor energético.
- (3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.
- (4) Inclui serviços públicos.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam cerca de 42 TWh em 2034 (5% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 8,7 GW, equivalente a quase a potência da Usina de Itaipu e Furnas somadas. Quando consideradas as edificações e serviços públicos, aponta-se que representam 66% dos ganhos de eficiência elétrica (27 TWh), mostrando sua importância no que tange às políticas públicas de eficiência energética, sendo o residencial o setor com maior ganho de eficiência elétrica com 14 TWh. O setor industrial contribui com 26% para os ganhos de eficiência elétrica (11 TWh) conforme mostra a Figura 1-3.

Figura 9-3 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2034 (% do ganho total)



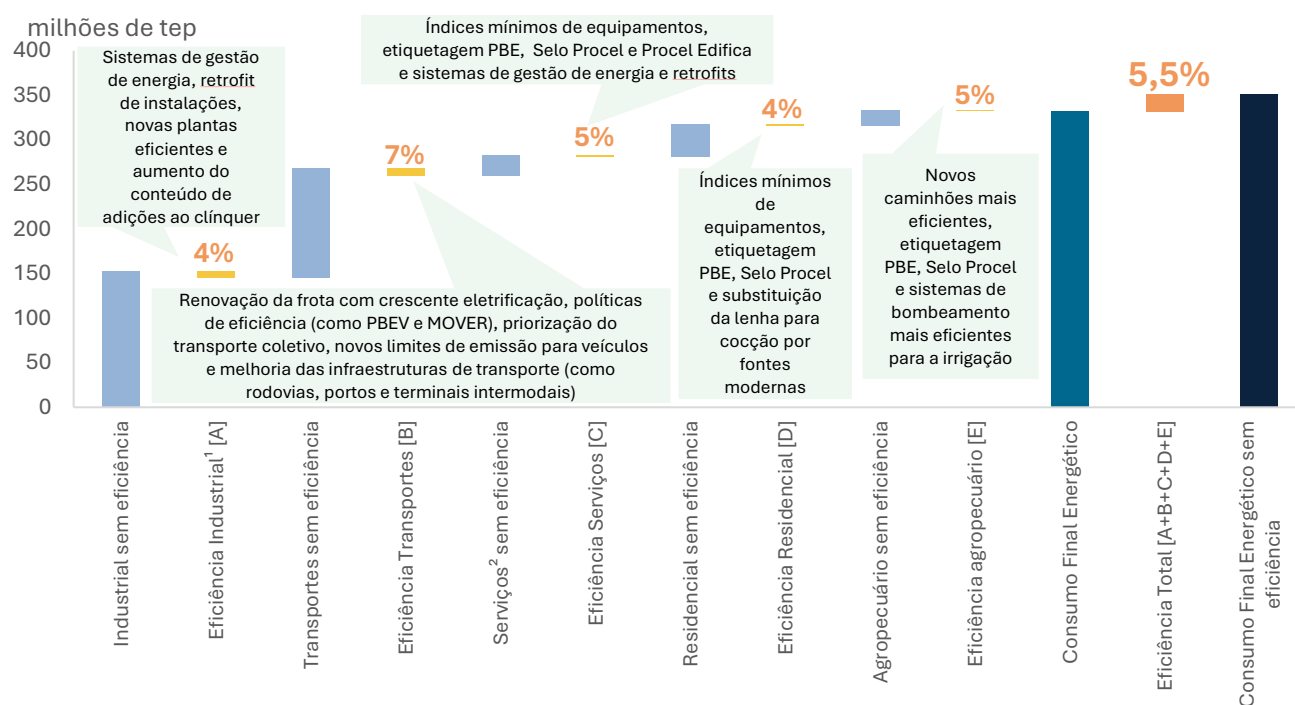
Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Inclui setor energético.
- (2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.
- (3) Inclui serviços públicos.

Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 16 milhões de tep no ano de 2034 (5,7% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 311 mil barris por dia, ou aproximadamente 9% do petróleo produzido no país em 2023.

Ao se avaliar a contribuição dos ganhos de eficiência energética dentro dos setores de consumo final, por sua vez, totalizam-se ganhos totais de eficiência energética (eletricidade e combustíveis) da ordem de 5,5% em 2034, sendo os maiores percentuais observados nos setores de transportes e indústria.

Figura 9-4 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor)

Fonte: Elaboração EPE.

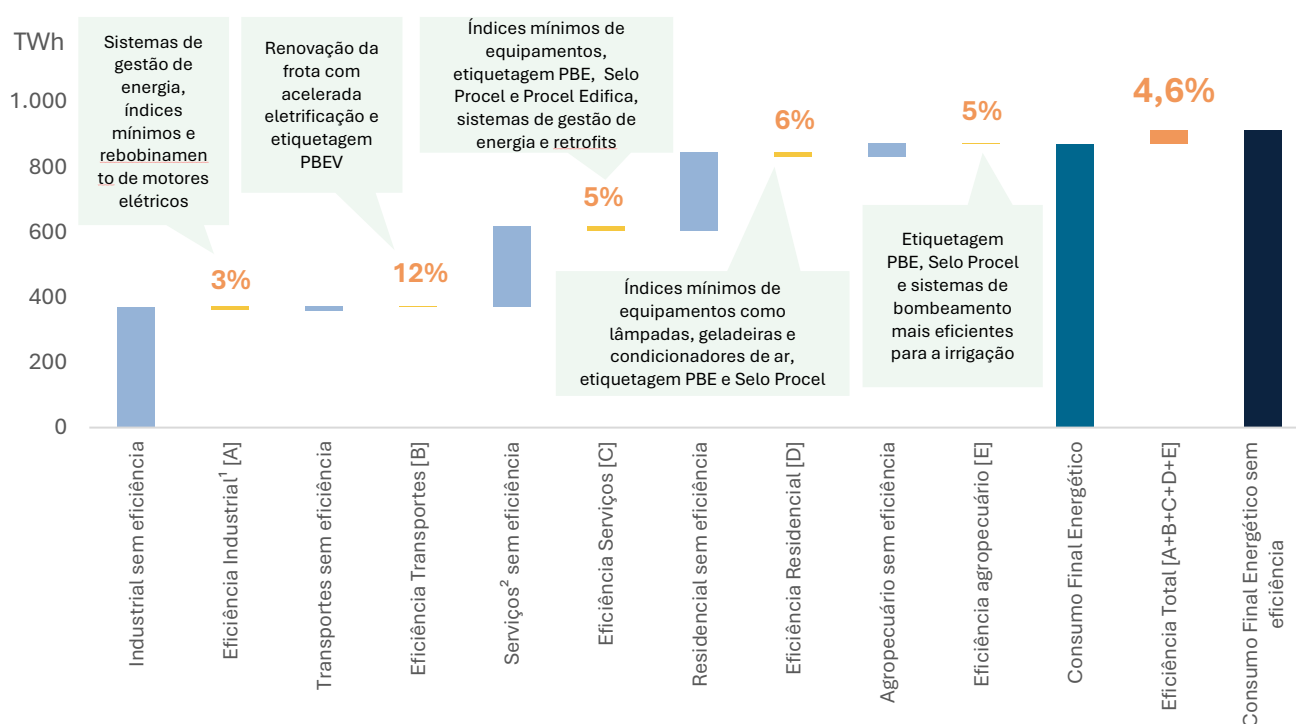
Nota:

- (1) Inclui setor energético.
- (2) Comercial + Público.

Obs.: As medidas de eficiência energética destacadas aqui são práticas existentes e não são exaustivas.

Sob o ponto de vista da eficiência elétrica, as residências apresentam os maiores ganhos de eficiência elétrica no país, atingindo 14 TWh em 2034. Os setores: residencial¹⁴⁷, serviços¹⁴⁸ e industrial¹⁴⁹ se destacam no ano de 2034 (Figura 9-5). No setor de transportes a participação da demanda de eletricidade ainda é considerada insignificante em 2034 (não alcança nem 1%). Apesar disso, projeta-se 12% de ganhos em eficiência elétrica em 2034 (o que responde por apenas 1,5 TWh).

¹⁴⁷ Inclui consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.¹⁴⁸ Compreende setores comercial e público, serviços, iluminação pública e saneamento.¹⁴⁹ Inclui setor energético.

Figura 9-5 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor)

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (1) Inclui setor energético.
- (2) Comercial + Público.

Obs.: As medidas de eficiência elétrica destacadas aqui são práticas existentes e não exaustivas.

9.2.1 Industrial

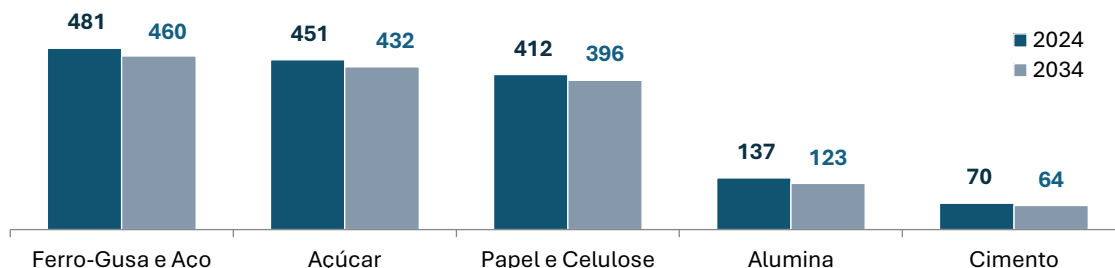
Nesse cenário, a perspectiva é de ganhos de eficiência energética na indústria brasileira¹⁵⁰ da ordem de 4% de seu consumo energético total em 2034, o que equivale a evitar o consumo de aproximadamente 7 milhões de tep em 2034, comparável ao consumo atual do segmento de cimento. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência elétrica contribuam na redução de cerca de 3% em 2034, ou cerca de 11 TWh, próximo ao consumo elétrico atual do segmento de ferro-ligas.

A combinação entre os mecanismos de efficientização existentes no país como a implementação de políticas incidentes sobre a indústria brasileira, assim como ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como *retrofit* de instalações, novas unidades industriais, mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*), e ações de gestão de uso de energia, entre outros são algumas das possíveis contribuições da eficiência energética. A evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados deverá apresentar recuos (Figura 9-6), com

¹⁵⁰ Inclui setor energético.

destaque para o segmento de cimento, que apresenta redução de 9% deste indicador, por ganhos de eficiência nos processos e aumento do conteúdo de adições ao clínquer.

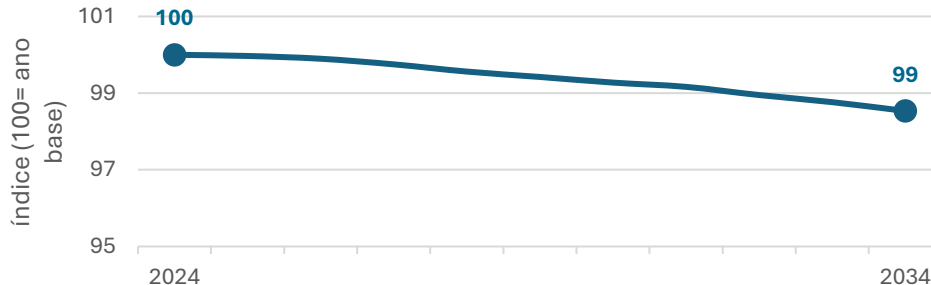
Figura 9-6 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/103 t)



Fonte: Elaboração EPE.

A eficiência energética também pode ser calculada com a metodologia do ODEX¹⁵¹, utilizada no Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2022 (EPE, 2023). O cálculo considera a variação anual do consumo específico ou da intensidade energética de cada segmento e pondera pela participação de cada um no consumo. A variação da eficiência industrial, que atinge cerca de 2% de ganhos em 2034 conforme apresentado na Figura 9-7.

Figura 9-7 – ODEX industrial: indicador de eficiência energética



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: (1) Não inclui setor energético

Foram utilizados os indicadores de consumo específico (consumo por produção física) para os segmentos açúcar, cimento, ferro-gusa e aço, ferroligas, papel e celulose, alumina, alumínio e outros metais não ferrosos, e intensidade energética para alimentos e bebidas, cerâmica, mineração e pelotização, química, têxtil, outras indústrias, em função da disponibilidade de dados.

¹⁵¹ ODEX é um índice de ganhos de eficiência que considera a variação de indicadores de consumo e pondera em relação ao peso no consumo, diminuindo a influência do efeito estrutura. Queda no indicador ao longo do tempo indica ganhos de eficiência energética.

9.2.2 Edificações e Serviços Públicos

Em 2023, as edificações residenciais, comerciais e os prédios públicos, representaram cerca de 47% do consumo de eletricidade e 11% da energia total do país, que considera a eletricidade e os combustíveis. Adicionando-se as parcelas relativas aos serviços públicos (iluminação pública, água, esgoto e saneamento), o agregado passa a responder por 52% da eletricidade e 17% da energia total do País em 2023, segundo dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2024).

A penetração de dispositivos mais eficientes pode ser resultado de decisões autônomas dos agentes de mercado, decorrentes da própria dinâmica e competitividade da indústria, como também da análise custo-benefício realizada pelos consumidores. Da mesma forma, podem gerar efeitos ao longo do tempo as políticas de indução à eficiência energética de equipamentos definidas pelo Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE) em parceria com os *stakeholders* envolvidos.

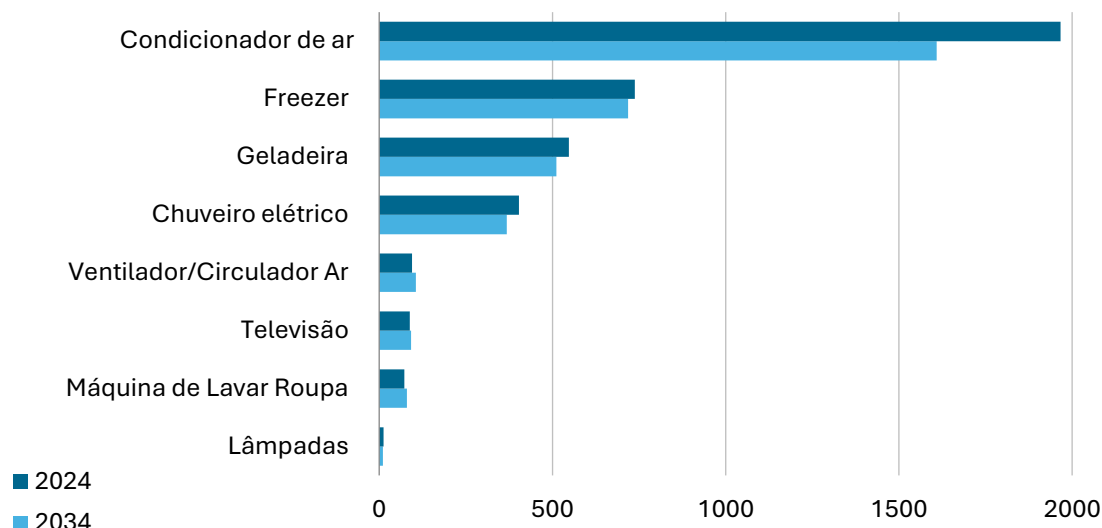
Neste sentido, os equipamentos mais modernos comprados pela população ao longo do horizonte decenal, que integrarão o estoque nacional, possivelmente exibirão maior eficiência do que aqueles em uso no parque, em especial, os mais antigos, como consequência da regulação, das políticas de promoção à eficiência energética e do desenvolvimento tecnológico induzido pelo mercado.

9.2.3 Residenciais

Na eletricidade, o gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural, a lenha, o carvão vegetal e a energia solar são as principais fontes de energia usadas nas residências brasileiras. Por sua predominância nos domicílios, estimulada por sua facilidade de aplicação e pela diversidade de usos finais atendidos, a energia elétrica poderá contribuir sobremaneira para os ganhos de eficiência energética entre 2024 e 2034.

A introdução de novos eletrodomésticos em substituição às unidades inutilizadas ou no fim da sua vida útil continuará sendo um vetor de diminuição do consumo médio de eletricidade nas habitações do país. Por outro lado, em razão do progresso da renda familiar admitido como premissa no cenário adotado, entre outras causas, tem-se a expectativa de um aumento de posse de equipamentos nas residências e de que eles possam ser mais utilizados ao longo dos anos, ou seja, seus hábitos de uso, ora reprimidos, principalmente por classes de renda mais baixas, têm espaço para crescer em termos das horas de utilização nos dias e do número de dias nos anos. Por exemplo, cálculos da EPE utilizando dados coletados na Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos - PPH 2019 (PROCEL/ELETROBRAS) estimam que as máquinas de lavar roupas foram utilizadas no Brasil, em média, em 110 dias em 2019, o que representa aproximadamente uma vez a cada três dias.

Figura 9-8 – Consumo médio residencial de energia elétrica por equipamento (KWh/ano/equipamento)



Fonte: Elaboração EPE.

Estimou-se que o consumo médio anual de energia elétrica de um ar-condicionado residencial tenha uma redução média de 18,2% entre 2024 e 2034, o que representa uma queda de 2,0% a.a conforme a Figura 9-8 apresenta. O ganho de eficiência dos aparelhos contribuirá para uma redução no consumo residencial de eletricidade de 5,9 TWh em 2034, consequência das regulamentações de índices mínimos de eficiência energética dos condicionadores de ar, iniciadas pela Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 364 publicada em 2007 e que foi revisada em 2011 pela Portaria Interministerial nº 323, em 2018 pela Portaria Interministerial nº 2 e em 2020 pela Portaria INMETRO nº 234.

Já para as geladeiras, espera-se uma redução na demanda residencial de energia elétrica de 3,4 TWh em 2034, ajudada pelo declínio do consumo médio anual por equipamento de 6,6% entre 2024 e 2034, o que representa uma queda de 0,7% a.a. Permanecerão contribuindo para este resultado, as regulamentações de índices mínimos de eficiência energética dos refrigeradores, iniciadas em 2007 pela Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC nº 362, e que foi revisada em 2011 pela Portaria Interministerial nº 326, em 2018 pela Portaria Interministerial nº 01 e em 2021 pela Portaria INMETRO nº 332. Nesta última, o INMETRO promoveu o aperfeiçoamento dos requisitos de avaliação da conformidade dos refrigeradores e assemelhados, incluindo a reclassificação das suas categorias de eficiência energética.

Dando prosseguimento às políticas iniciadas a partir da Lei nº 10.295 de 2001, conhecida como Lei de Eficiência Energética, considera-se de fundamental relevância que as regulamentações de índices mínimos de eficiência energética possam ser estendidas para outros eletrodomésticos de uso residencial, priorizando aqueles com maior consumo médio por equipamento, pois eles exercem maior impacto na demanda residencial de energia elétrica e, por conseguinte, no bolso do consumidor.

Continuarão sendo muito importantes as etiquetas comparativas do desempenho energético de equipamentos, criadas pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) em 1984, a fim de educar

o consumidor e estimular a fabricação de produtos com maior nível de eficiência pela indústria. De acordo com o INMETRO, o PBE¹⁵² possui atualmente 24 programas que envolvem diferentes tipos de produtos, desde condicionadores de ar até edificações. Em parceria com o PBE, foram criados em 1993 os selos PROCEL (para equipamentos elétricos) e CONPET (para produtos que utilizam combustíveis derivados de petróleo e gás natural) a fim de valorizar e premiar os dispositivos mais eficientes em termos energéticos.

Neste contexto, estimou-se que os ganhos totais de eficiência no uso de energia elétrica nos domicílios nacionais poderá atingir 14,1 TWh em 2034, correspondente a 6,2% do consumo total de eletricidade residencial no mesmo ano, como ilustrado na Figura 9-9. Cabe ressaltar que implementações de índices mínimos mais ambiciosos ao longo do período podem acelerar o avanço desses ganhos de eficiência. Além disso, estímulos adicionais associados aos domicílios, como revisões das normas de desempenho de construções prediais (ABNT NBR nº 15.220 – Desempenho Térmico de Edificações e ABNT NBR nº 15.575 – Edificações Habitacionais - Desempenho) e as políticas de etiquetagem dos edifícios, incentivadas pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações (PBE Edifica) e pelo selo Procel Edifica, podem contribuir para reduções da demanda residencial de energia.

Com relação às demais fontes de energia utilizadas nos domicílios, o GLP e o gás natural também possuem oportunidades de ganhos de eficiência energética no horizonte do PDE 2034, predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água. Como explicado no Capítulo 2, em razão da evolução das premissas econômicas no período, se espera a substituição de fontes pouco eficientes (biomassas tradicionais) por outras mais modernas (GLP e gás natural) para famílias mais desfavorecidas.

Para cocção de alimentos, estimou-se que os ganhos de eficiência dos fornos e das mesas de cocção dos fogões a gás possam levar a uma redução no consumo residencial de energia de 203 mil tep em 2034, efeito da publicação em 2007 da Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 363 e que foi revisada em 2011 pela Portaria Interministerial nº 325, ambas legislações de índices mínimos de fornos e fogões a gás.

Ademais, para um período de dez anos, é razoável esperar algum tipo de mudança no padrão alimentar das famílias com a evolução de suas rendas disponíveis e com o surgimento de novos alimentos ultraprocessados, substituindo o consumo de alimentos in natura. Outro ponto importante é o aumento da oferta de restaurantes oferecendo comida a quilo e os cada vez mais numerosos, rápidos e acessíveis serviços de entrega de comida, em especial nas cidades, que permitem às pessoas poderem substituir, de maneira fácil, as refeições domésticas por opções externas.

Todos estes movimentos podem levar a alterações no padrão do consumo residencial de energia para cocção. Assim, se, por um lado, em melhores cenários econômicos pode-se esperar um aumento na demanda por alimentos que necessitem de maior quantidade de energia no seu preparo, como as carnes, por outro, pode-se pensar que a presença cada vez maior, pela sua praticidade e economia, de alimentos preparados e misturas industriais na casa dos brasileiros,

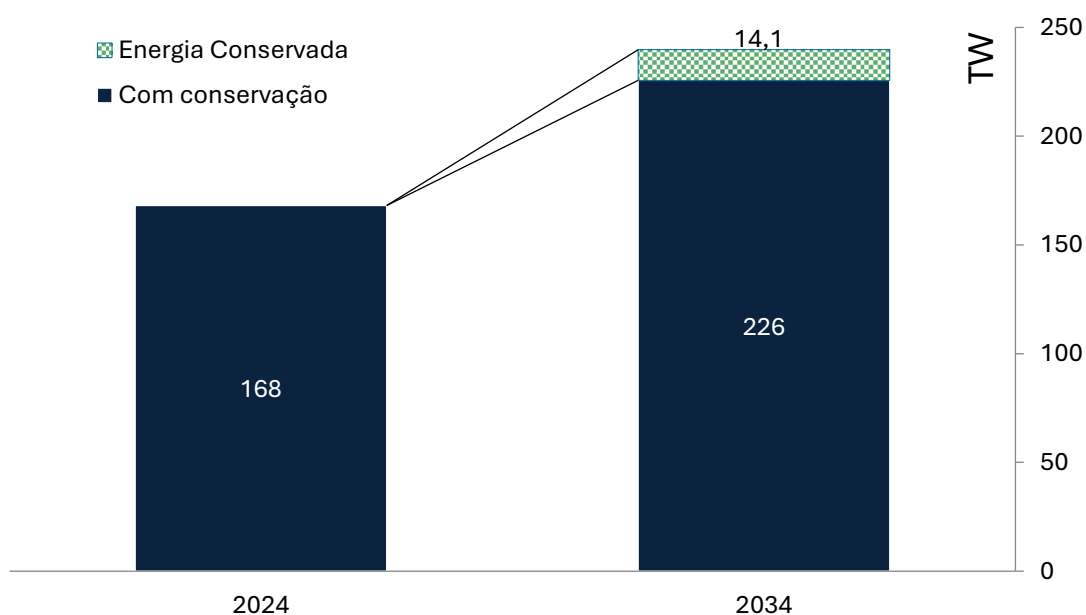
¹⁵² Mais informações em: https://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/folder_pbe.pdf

pode contribuir para reduzir o consumo de energia que antes era utilizado para cozinhar alimentos in natura.

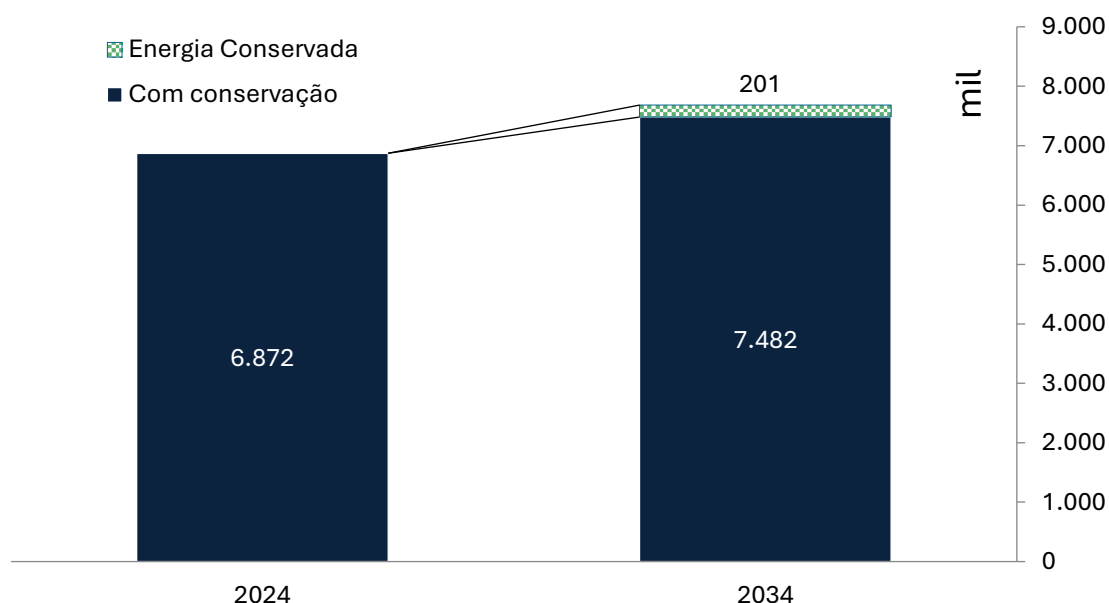
Com relação ao aquecimento de água, estimou-se que os ganhos de eficiência dos aquecedores instantâneos e de acumulação a gás possam levar a uma redução acumulada no consumo residencial de energia de 18 mil tep em 2034, em decorrência da publicação em 2008 da Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 298 e que foi revisada em 2011 pela Portaria Interministerial nº 324, ambas legislações de índices mínimos de aquecedores a gás.

Além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, em especial em centros urbanos, espera-se o avanço da utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), cujos padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE. Sendo assim, estimou-se que o ganho total de eficiência no uso de GLP e gás natural nas habitações brasileiras poderá atingir 201 mil tep em 2034, correspondente a 2,7% do consumo residencial destes combustíveis no mesmo ano (Figura 9-10).

Figura 9-9 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 9-10 – Consumo de GLP e GN nas residências (mil tep)

Fonte: Elaboração EPE.

9.2.4 Comerciais e Públicas

As edificações comerciais e públicas para efeito da projeção estão inseridas no setor de serviços, que também incluem os serviços públicos de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. De acordo com o BEN 2023 (EPE, 2024), o consumo de energia do setor de serviços corresponde a 5% do consumo final energético do país. Quando a análise é restrita para a energia elétrica, tal representatividade passa para aproximadamente um quarto (24%) de toda eletricidade demandada no Brasil, configurando-se como um setor de significativa relevância na matriz de consumo elétrica.

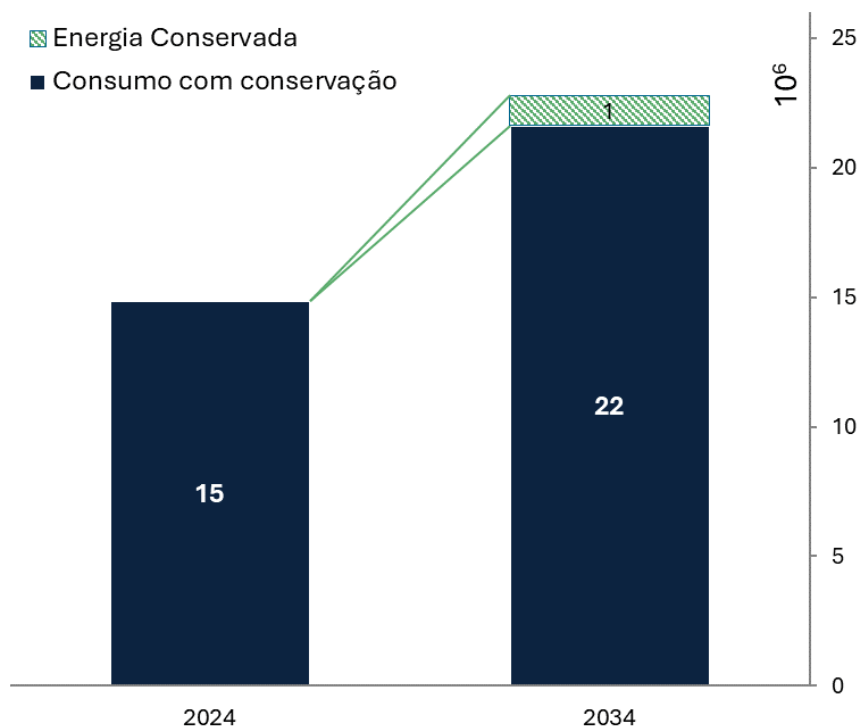
Atualmente este setor faz uso predominantemente elétrico para o provimento dos serviços energéticos do setor, tais como iluminação, climatização, força motriz e refrigeração. A eletricidade concentra mais de 91% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5%, e as demais fontes com 5% de participação. O setor comercial foi responsável por 17% da participação da fonte solar térmica, utilizada para o aquecimento de água (EPE, 2024).

A projeção de ganhos de eficiência no setor de serviços, considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 5% do consumo projetado em 2034, reduzindo o consumo final em aproximadamente 1,2 milhões de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente o consumo do segmento ferroviário do setor de transportes no ano de 2023 (EPE, 2024).

Para as projeções realizadas, foi possível estimar os ganhos de eficiência elétrica no setor de serviços partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do Balanço de Energia Útil - BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas de eficiência energética vigentes. Para a projeção deste PDE, foi utilizada a metodologia que parte dos dados coletados pela

pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015¹⁵³ e a projeção do cenário econômico detalhada no Capítulo 1.

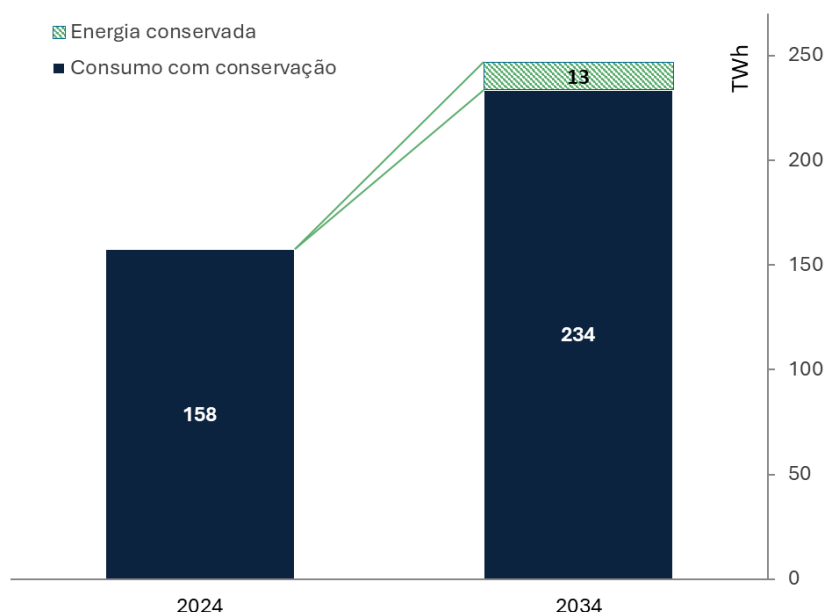
Figura 9-11 – Setor de serviços: consumo de energia e ganhos de eficiência



Fonte: Elaboração EPE.

A energia elétrica economizada foi calculada em 5% do consumo projetado em 2034, reduzindo o consumo final em aproximadamente 13,4 TWh nesse ano, que equivale a 10% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização (12,8 TWh) no ano de 2023 (EPE, 2024).

¹⁵³ Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012. Os produtos relacionados a este projeto estão disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>

Figura 9-12 – Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica

Fonte: Elaboração EPE.

Box 9.1**Políticas de Eficiência Energética no Setor Comercial****Avaliação do Impacto das Políticas de Etiquetagem e Índices Mínimos para os Refrigeradores Comerciais**

Com o objetivo de aumentar a eficiência energética nos refrigeradores comerciais, foi elaborado um estudo inserido no projeto “Marco Nacional para Aceleração da Eficiência Energética e Redução de Emissões nos Refrigeradores Comerciais no Brasil”, financiado pelo Fundo Verde para o Clima (Green Climate Fund – GCF), com a coordenação do Ministério de Minas e Energia – MME e implementação da U4E (United for Efficiency), iniciativa do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente - PNUMA. O programa durou cerca de 2 anos e contou com a consultoria de especialistas internacionais, fabricantes, laboratórios, associações, EPE, Inmetro, PROCEL e o MME, entre outros.

O projeto visa estabelecer as bases para a implementação de Padrões Mínimos de Eficiência Energética (MEPS, na sigla em inglês) e etiquetas comparativas (selos de endosso) e catálogo para compras públicas sustentáveis de refrigeradores domésticos e similar.

Os refrigeradores comerciais estão inseridos nos estabelecimentos comerciais no atacado, varejo, hotéis, restaurantes, padarias, bares e cozinhas industriais, onde o potencial de economia para esse setor é grande. Os equipamentos selecionados para esse estudo, são:

- **Refrigerador de Bebidas, Conservador de Sorvetes, Expositor Frigorífico Integral, Expositor Frigorífico Remoto e Congelador Horizontal Com Porta Cega.**

Para fins de cálculo da implementação de índices mínimos - MEPS foram previstas duas etapas, a primeira em 2025, e segunda mais rigorosa em 2028. É importante destacar que os MEPS recomendados para a maioria dos tipos de refrigeradores comerciais para 2028 estão alinhados com os níveis de MEPS da União Europeia (UE).

A redução do consumo de eletricidade com a implementação da política de MPES e Etiquetagem para os equipamentos selecionados neste estudo é estimado em 2,35 TWh/ano em 2035, equivalente ao consumo de cerca de 1,1 milhões de domicílios (considerando consumo médio de 178 kWh/mês/domicílios).

Box 9.1**Políticas de Eficiência Energética no Setor Comercial**

Tabela 9-2 – Comparação dos resultados para os cenários propostos (premissas utilizadas como base para cada um dos cenários alternativos)

Tipo	Cenários			
	C.0	C.1	C.2	C.3
Consumo total em 2035 (TWh/ano)	15,61	14,69	13,82	13,20
Economia total de energia em 2035 (TWh/ano)	-	0,92	1,79	2,40
Emissões evitadas em 2035 (milhões tCO₂)	-	0,42	0,82	1,10
Economia na conta de eletricidade em 2035 (bilhões de R\$)	-	0,90	1,75	2,35

Legenda da tabela: Cenário Base (C.0), Cenário de só MEPS (C.1), Cenário de só Etiqueta (C.2), e Cenário de MEPS + Etiqueta (C.3). Fonte: Adaptado pela EPE com base no Relatório de Recomendações MEPS e Etiqueta-final (2.2.1c), Abril 2023. United for Efficiency - U4E

A metodologia utilizada e as premissas estão detalhadas no estudo, disponível no site do MME: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/ee/refrigeradores-comerciais-eficientes-no-brasil/RecomendaesMEPSseEtiquetaFinal2.2.1c.pdf>.

Referências

U4E, MME (2023). United for Efficiency e Ministério de Minas e Energia. Recomendações para as métricas, normas de ensaio e níveis de MEPS e Etiquetas dos Refrigeradores Comerciais. Atividade 2.2.1c. 2023. Disponível: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/ee/refrigeradores-comerciais-eficientes-no-brasil/RecomendaesMEPSseEtiquetaFinal2.2.1c.pdf>

9.2.5 Transportes

A demanda por serviços de transporte deve crescer ao longo do próximo decênio, especialmente em função do crescimento projetado para a economia. A melhoria do cenário econômico deve promover a elevação da renda per capita e da distribuição de renda, o que por sua vez aumenta o consumo e a mobilidade pessoal, que incrementam tanto a demanda por transportes de cargas quanto a de passageiros. Estima-se um aumento da atividade do transporte de cargas, entre 2024 e 2034, de 3,2% ao ano, e da atividade do transporte de passageiros de 3,4% ao ano. Ainda que a demanda por transporte esteja crescendo de forma considerável, projeta-se um crescimento da demanda energética do transporte de apenas 1,7% ao ano.

Ressalta-se a importância da eficiência energética do setor transportes para a segurança energética e para a descarbonização do País. Assim, no que tange à eficiência energética, consideram-se melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias e mudanças culturais no uso do transporte individual, que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos. Como exemplo de aperfeiçoamentos tecnológicos pode-se citar a implementação de micro aerofólio em caminhões, que reduzem o arrasto e o consumo energético, além de melhorias aerodinâmicas em aeronaves. Os ganhos de eficiência individuais têm uma relação estreita com os investimentos em pesquisa e desenvolvimento realizados pela indústria.

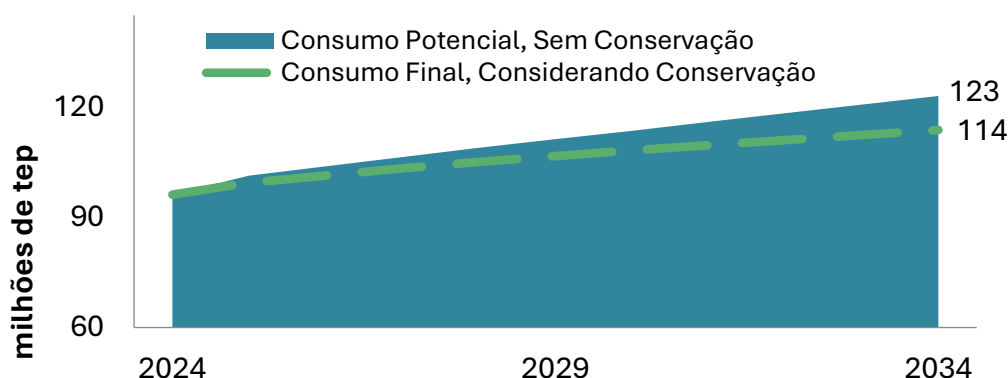
Destaque é o Programa de Mobilidade Verde e Inovação (Mover), Lei nº 14.902, de 27 de junho de 2024, que contempla como um de seus objetivos a descarbonização e o alinhamento a uma economia de baixo carbono no ecossistema produtivo e inovador de veículos e como uma de suas diretrizes o incremento da eficiência energética. O programa Mover busca estimular ainda

mais os ganhos de eficiência energética para o transporte rodoviário. Como primeira consequência desse programa, podemos citar o anúncio de mais de R\$ 100 bilhões em investimentos de montadoras no Brasil, com foco na produção de motores mais eficientes, mas também na produção de veículos híbridos e elétricos. Todos esses investimentos tendem a aprofundar os ganhos de eficiência energética.

Ademais, o setor de transportes tem potenciais ganhos de eficiência sistêmica, como a migração do uso de transportes individuais para transportes coletivos, ou então a substituição da movimentação de carga pelo modo rodoviário para os modos ferroviário e aquaviário.

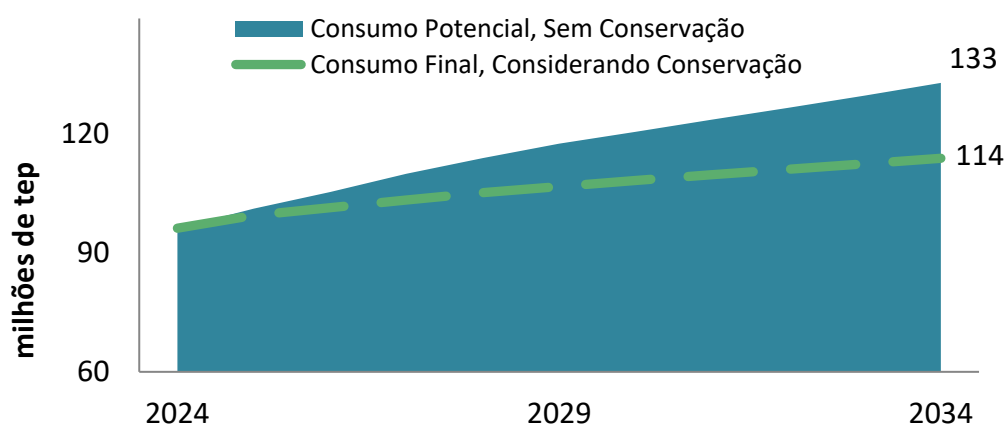
Para estimar o impacto de novas tecnologias, como melhorias em novos equipamentos e veículos, aplica-se metodologia que considera nulo o ganho de eficiência de cada modo de transporte para o horizonte de análise. Mantendo-se a eficiência de novos equipamentos ao longo do período decenal em valor igual ao observado em 2024, projeta-se que a demanda energética do setor de transportes deve elevar-se de 96 milhões de tep em 2024 para 123 milhões de tep em 2034, valor 8% superior à demanda energética previamente projetada com conservação (111 milhões de tep), conforme Figura 9-13.

Figura 9-13 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais



Fonte: Elaboração EPE.

Para estimar os ganhos de eficiência sistêmicos, fixou-se a intensidade energética dos segmentos de cargas e do de passageiros em valor igual ao valor obtido no ano de 2024, sem alterar a atividade dos segmentos. Este cálculo busca aproximar os gastos energéticos em um cenário em que a matriz de transportes mantém as participações de cada um de seus modos. A demanda energética nesse cenário chega a 133 milhões de tep em 2034, valor 17% superior ao obtido anteriormente, conforme Figura 9-14.

Figura 9-14 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência sistêmicos

Fonte: Elaboração EPE.

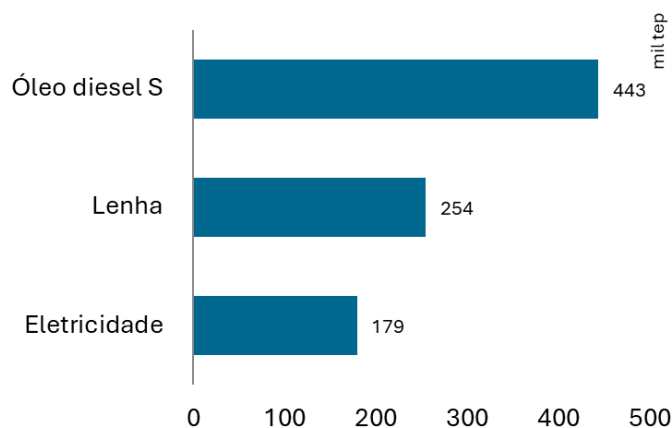
Cabe ponderar que existem outras formas de tornar o setor de transportes ainda mais eficiente. Elevação dos investimentos em rodovias e na pavimentação reduzem o desgaste de pneus e a intensidade energética de caminhões. Uma melhor organização de portos e investimentos em infraestrutura portuária tendem a diminuir o tempo de carga e descarga de embarcações, reduzindo o intervalo em que o combustível é consumido sem produção de atividade de transporte. Investimentos em terminais intermodais também reduzem a intensidade do sistema como um todo, permitindo uma aceleração da transferência para modos menos energo-intensivos, como o ferroviário e aquaviário, mais apropriados para longas distâncias, em detrimento do rodoviário, adequado para pequenas distâncias.

Os aspectos citados anteriormente foram considerados no cenário referencial do PDE 2034. Destaca-se, contudo, que maiores investimentos em infraestrutura, aliados a programas governamentais, que promovam a renovação de frotas, como o programa Renovar (Lei nº 14.440, de 2 de setembro de 2022), podem somar-se às políticas de estímulo à eficiência de novos equipamentos. Em conjunto, estas iniciativas têm o potencial de reduzir ainda mais a demanda energética do setor de transportes, evitando parte do incremento da demanda energética oriundo do aumento da atividade de transporte. Isso permite a mitigação de emissões de poluentes atmosféricos e a redução de custos, o que pode trazer outros benefícios, visto que os diversos setores da economia nacional dependem do transporte em alguma medida.

9.2.6 Agropecuário

Conforme apresentado no capítulo 2 – Demanda de Energia, segundo projeções do PDE, diesel (óleo diesel + biodiesel), lenha e eletricidade, ordenadamente representarão mais de 99% da demanda agropecuária em 2034. Portanto, esta sessão se concentrará apenas na análise de eficiência destes 3 produtos principais.

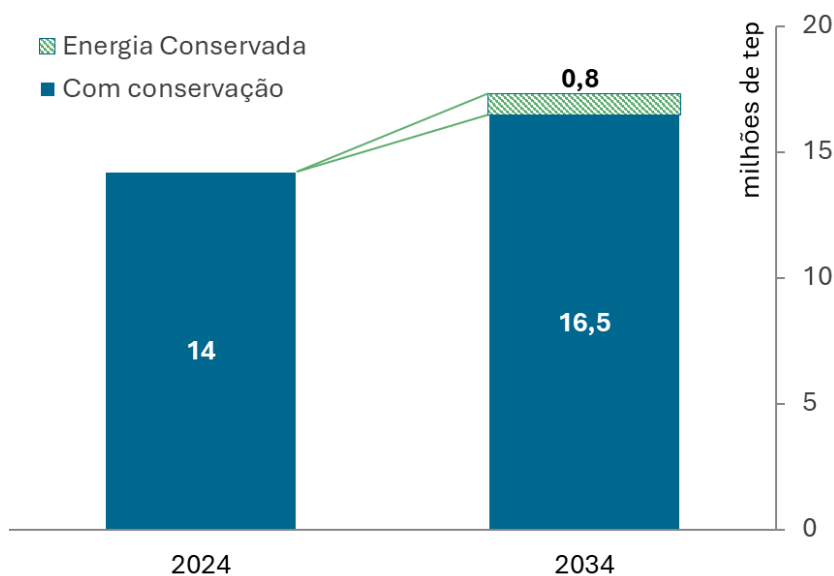
No horizonte do PDE, até 2034, espera-se um ganho de eficiência energético médio acumulado de 5,1% em todo o setor agropecuário, sendo 6,8% para lenha, 5,0% para eletricidade e 4,4% para o diesel, o que contribui para a tímida evolução da demanda no setor agropecuário neste horizonte, com um crescimento médio estimado de 1,6% a.a.

Figura 9-15 – Setor agropecuário: Ganhos de eficiência por fonte em 2034

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: GLP com 2 mil tep e Carvão Vegetal com 1 mil tep.

No setor agropecuário, o maior potencial de ganhos em eficiência energética relativo está associado a lenha, como indicado anteriormente. Já em termos absolutos, a maior parcela da contribuição desta eficiência ocorre no óleo diesel S, o principal energético do setor. Tal ganho de eficiência está possivelmente associado às efficientizações de caldeiras e motores à combustão interna. Em sequência, vêm os ganhos relacionados ao uso de motores elétricos em máquinas e equipamentos e de sistemas de bombeamento para a irrigação mais eficientes, ampliando a conservação de eletricidade (Figura 9-16).

Figura 9-16 – Setor agropecuário: consumo de energia total e eficiência energética

Fonte: Elaboração EPE.

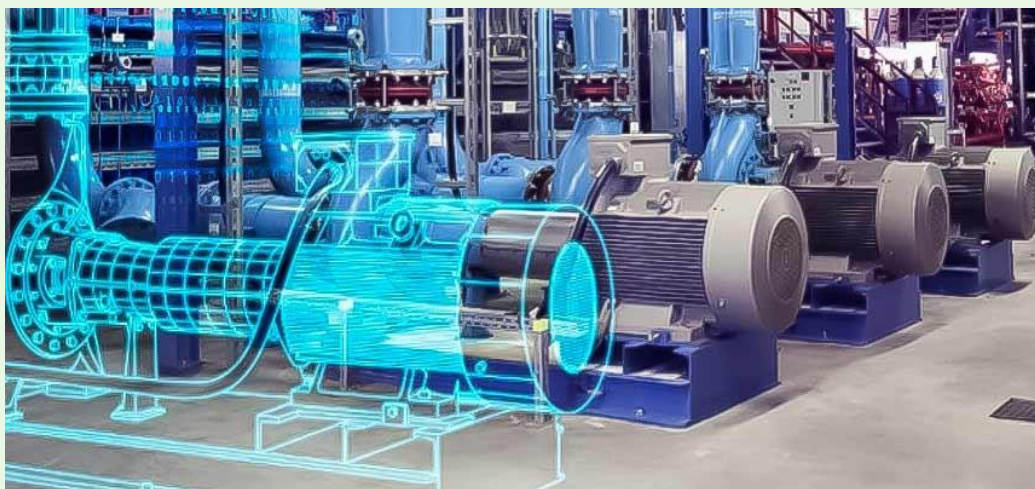
Box 9.2**Como tecnologias digitais (digitalização) podem contribuir para o avanço dos ganhos de eficiência energética em vários setores****Gêmeos digitais**

A tecnologia digital já é uma realidade e faz parte do mundo. De acordo com IEA (2024), “As tecnologias digitais deverão desempenhar um papel fundamental na transição para sistemas energéticos mais seguros e sustentáveis, promovendo maior conectividade, eficiência, fiabilidade e reduções de emissões.”

Com o avanço e a penetração da tecnologia digital, as ferramentas digitais permitem que os setores da economia tenham uma série de benefícios e possibilidades, como por exemplo na área da energia: detectar falhas nas redes de distribuição e transmissão, medição inteligente, monitoramento, simulação e etc. Assim, a eficiência energética se beneficia e amplia o seu alcance aos múltiplos benefícios, contribuindo com análises de dados mais robustas.

As tecnologias digitais estão ganhando escala e penetração nos setores da economia. É possível com a inteligência artificial e os gêmeos digitais simulações em tempo real, que possibilitam prever e auxiliar na resolução de problemas sem a necessidade de interromper uma linha de produção de uma fábrica, por exemplo. A visualização das informações em tempo real permite a tomada de decisão prévia, alocando os recursos necessários e simulando as melhores escolhas de equipamentos de modo eficiente.

Figura 9-17 – Ilustração de aplicação de gêmeos digitais



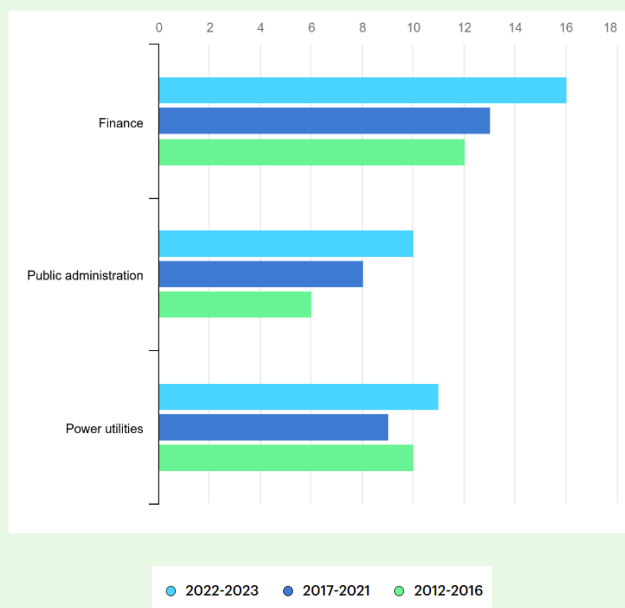
Fonte: site HUBIC, disponível: Mercado de gêmeos digitais valerá US\$ 63,5 bilhões em 2027 – Hubic -O seu Hub de Inovação na Construção

No entanto, o avanço na digitalização depende da capacitação e da oferta de vagas com o requisito de inteligência artificial ou internet das coisas. Segundo dados da IEA (2024), os níveis são muito baixos, mesmo sendo ferramentas extremamente importantes. Como mostra a figura a seguir, a oferta de emprego na área de energia nos EUA tem sido mais lenta.

Box 9.2

Como tecnologias digitais (digitalização) podem contribuir para o avanço dos ganhos de eficiência energética em vários setores

Figura 9-18 – Participação de ofertas de emprego digitais no total por setor nos Estados Unidos



Fonte: IEA, 2024

Os gêmeos digitais podem replicar situações e componentes do mundo real, desde peças únicas de equipamento em uma fábrica, instalações completas até cidades inteiras. A aplicação no setor automotivo, é um dos exemplos, que cria seus veículos em modelos virtuais, minimizando os custos dos testes e maximizando a eficiência na versão digital. Na manutenção preditiva do veículo o gêmeo digital atua de forma a alertar ao usuário quando um problema com o desempenho de algum componente.

Outras aplicações já são realizadas como: projetos, automação industrial e preditiva, instalações de refino, parques eólicos, gestão de frota, irrigação, cidades e empresa de saneamento. Com a implementação das tecnologias digitais os consumidores e as empresas monitoraram e gerenciam com alta precisão o consumo de energia, reduzindo custos e minimizando os impactos ambientais. Contudo, a integração das tecnologias digitais como IOT, big data, inteligência artificial será importante para alcançar os objetivos.

Referências:

AWS - Amazon Web Services. O que é tecnologia de gêmeos digitais? - Explicação sobre a tecnologia de gêmeos digitais - AWS (amazon.com). Acessado em julho de 2024.

IEA (2024), Power utilities need digital talent – but not all are searching for it, IEA, Paris <https://www.iea.org/commentaries/power-utilities-need-digital-talent-but-not-all-are-searching-for-it>, Licence: CC BY 4.0

CERTI. Como os gêmeos digitais fazem a diferença para sistemas críticos e operações complexas. Disponível no site: <https://certi.org.br/blog/gemeos-digitais/>. 2020

9.3 Micro e Minigeração Distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2023, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com cerca de 8 GW instalados, superando todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada. Em 2024, a modalidade de MMGD continua se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 30 GW em julho.

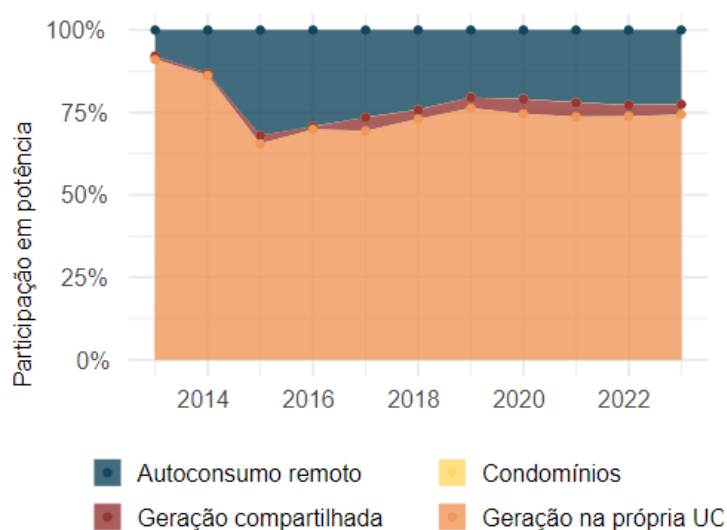
A qualidade dos recursos energéticos nacionais, as elevadas tarifas finais de eletricidade e um modelo de compensação de créditos favorável tornaram o investimento em geração própria bastante rentável no Brasil. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também produtores rurais, redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de MMGD nas modalidades local ou remoto.

9.3.1 Evolução da MMGD desde 2012

A segmentação da análise da evolução da MMGD por modalidade de geração e por classe de consumo possibilita um maior entendimento sobre como as mais de 2,7 milhões de usinas estão sendo implementadas e qual a natureza das quase 4,0 milhões de unidades consumidoras (UCs) que estão se beneficiando da energia produzida.

Em relação à participação de MMGD por modalidade, nota-se que 74% da potência está concentrada na Geração na Própria UC, seguida do Autoconsumo Remoto com 23% e Geração Compartilhada com 3%. A modalidade condomínios, também conhecida como empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUCs), apresenta uma representatividade pouco expressiva, com 13,1 MW instalados desde 2012. A Figura 9-19 permite observar como foi esta evolução desde 2012.

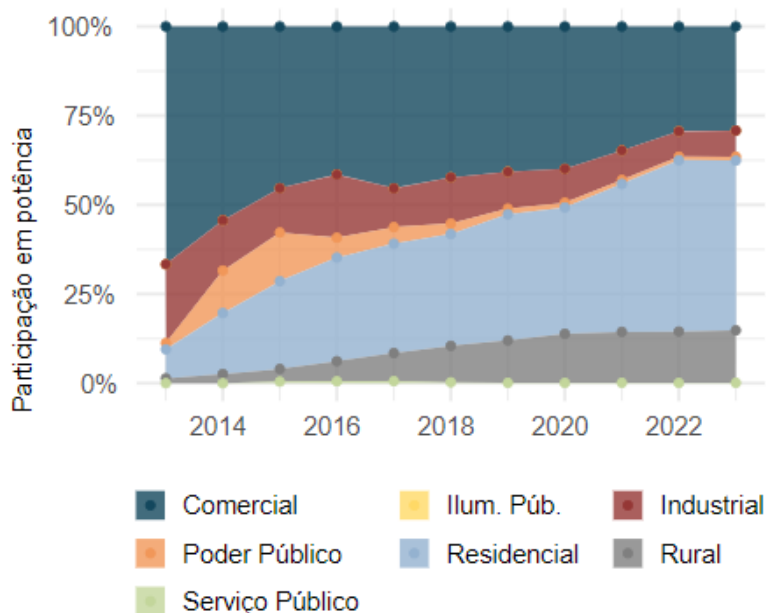
Figura 9-19 – Distribuição da potência por modalidade



Fonte: EPE - Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.

Em relação à distribuição por classe de consumo, nota-se que a classe residencial vem ganhando participação ao longo dos anos, representando quase a metade da capacidade instalada. O Figura 9-20 permite observar como foi esta evolução desde 2012.

Figura 9-20 – Distribuição da potência por classe



Fonte: EPE - Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.

Estas duas segmentações nos permitem concluir que a MMGD no Brasil se concentra majoritariamente em residências, com geração na própria UC. Tal fato demonstra uma alteração no perfil das UCs que integram a potência de MMGD, que anteriormente era predominantemente comercial. O crescimento da participação residencial foi acompanhado do crescimento da participação da classe Rural. Nota-se também que houve, inicialmente, uma maior participação do poder público, que foi se diluindo entre as demais classes ao longo dos anos e hoje apresenta pouca expressividade.

9.3.2 Alterações trazidas pela Lei nº 14.300 de 2022

Em 2023, o modelo original de compensação, concebido pela Resolução Normativa ANEEL REN nº 482, de 2012, foi descontinuado para os novos geradores. Conforme a Lei nº 14.300/2022, a partir de 8 de janeiro de 2023, passaram a vigorar novas regras. Essas regras visam trazer sustentabilidade econômica para o setor elétrico, uma vez que o modelo original implicava em altos subsídios. Adicionalmente, a Lei nº 14.300/2022 trouxe outros aprimoramentos para a modalidade de MMGD, como se apresenta na sequência.

- O limite de mini GD fotovoltaica (FV) fica reduzido de 5 MW para 3 MW. Para fontes despacháveis permanece o limite de 5 MW;

- O conceito de fontes despacháveis é estabelecido, incluindo as fontes hidrelétrica, biomassa, cogeração e FV + baterias (essa última configuração ainda com limite de 3 MW);
- Define-se microrredes e a possibilidade de contratação de serviços ancilares de MMGD, embora haja a necessidade de regulamentação futura;
- São estabelecidas novas regras para a cobrança do custo de disponibilidade. Na prática, haverá uma redução dessa cobrança para geradores antigos e novos;
- Definidas novas formas de associação civil permitidas na geração compartilhada, o que irá facilitar a implementação dessa modalidade de geração;
- Cria o Programa de Energia Renovável Social, que prevê contratação de MMGD com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) para atender consumidores de baixa renda;
- Estabelece que projetos de mini GD acima de 500 kW (com exceção de projetos de GD compartilhada ou de múltiplos consumidores) deverão pagar garantia de fiel cumprimento (de 2,5 a 5,0% do CAPEX) para implantação;
- GD passa a ser considerada como exposição contratual involuntária pelas distribuidoras.

Por fim, estabelece novas regras para a compensação da energia injetada na rede, que serão detalhadas na sequência.

9.3.3 Novas regras de compensação

É importante enfatizar que para geradores existentes e aqueles que protocolaram a solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei continuam valendo as regras de compensação de todas as componentes tarifárias (regra original estabelecida pela Resolução nº 482/2012) até 2045. Esse grupo, passou a ser definido como GD I pela REN nº 1.059/2023 da ANEEL. Adicionalmente, para os “novos” geradores, definidos como GD II e GD III, cabe ressaltar que a alteração afeta apenas a parcela da energia injetada na rede. A parcela gerada e consumida instantaneamente tem o mesmo efeito de uma redução do consumo e, portanto, continua reduzindo todas as componentes tarifárias. Para os novos geradores que protocolaram a solicitação a partir de 08 de janeiro de 2023, valem as regras apresentadas na Tabela 9-3. Considerando a publicação da Lei no início de 2022, as novas regras entram em vigor, portanto, a partir de 2023.

Tabela 9-3 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei nº 14.300 de 2022

Componentes	2023 a 2028 ¹		A partir de 2029	
	Regra Geral (GD II)	Mini GD > 500 kW ² (GD III)	Regra Geral (GD II)	Mini GD > 500 kW ² (GD III)
TUSD Dist.	Cobrança gradual de 15% a 90%	100%	Cobrança de 100% desses custos, descontados os benefícios da GD. Os benefícios serão calculados pela ANEEL em até 18 meses a partir da publicação da Lei, seguindo diretrizes estabelecidas pelo CNPE por meio da Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024.	
TUSD Transmissão	-	40%		
Encargos P&D, PEE e TFSEE	-	100%		
Demais Encargos	-	-		
TUSD Perdas	-	-		
TE Outros	-	-		
TE Energia	-	-		
Tipo Cobrança Demanda Grupo A³	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º e o 18º mês contados da data de publicação da Lei o prazo de transição vai até 2031. Por se tratar de uma regra válida por apenas seis meses, não foi detalhada essa condição.
- (2) Geradores acima de 500 kW de fontes não despacháveis e de autoconsumo remoto ou compartilhada com um titular com mais de 25% da participação na injeção.
- (3) Indica que tipo de tarifa de demanda é aplicada a consumidores do grupo A. Originalmente, era cobrada a TUSDd (demanda).

A Lei nº 14.300 de 2022 traz luz sobre o provável cenário regulatório para a MMGD. No entanto, ainda há incertezas relacionadas com a remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029, decorrentes do cálculo de benefícios da MMGD para o setor elétrico. Essa definição deveria ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei. No entanto, até o momento de elaboração das projeções deste PDE, não houve a publicação da metodologia de cálculo.

Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, a definição da remuneração da energia injetada na rede irá influenciar os investimentos ao longo da década, pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos.

Dada a incerteza relacionada ao montante de benefícios que serão calculados para a MMGD, foi modelado um cone de possibilidades, a partir do cenário de referência, com base num limite superior e inferior para o montante de benefícios.

O Cenário de Referência para a expansão da MMGD no PDE 2034 considera somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029. Isso implica que cerca de 50% dos custos (Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios. Ressaltamos que essa é uma premissa adotada pela EPE para fins de modelagem e não necessariamente representa os reais custos e benefícios da MMGD. Essa definição, como mencionado, será adotada a partir de uma metodologia a ser definida pela ANEEL.

O Cenário Superior simula uma compensação a partir de 2029 igual a TE Energia + 100% dos custos, o que significaria a compensação original de 1 para 1. O Cenário Inferior simula uma compensação a partir de 2029 somente da parcela TE Energia.

Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMDG no PDE 2034. É um modelo de Bass desenvolvido pela EPE em 2015 e que vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios. Mais detalhes sobre o 4MD podem ser encontrados na mais recente nota metodológica publicada¹⁵⁴. Adicionalmente, o 4MD é um software livre e a versão utilizada no PDE 2034 pode ser acessada através do seguinte endereço: <https://github.com/EPE-GOV-BR/epe4md/releases/tag/v2RQ-2027>.

9.3.4 Incertezas

Apesar da variedade dos cenários simulados, ressalta-se que outros fatores podem afetar as projeções.

- A revisão do modelo tarifário da baixa tensão pode definir uma tarifa multipartes para esse grupo de consumidores (envolvendo não só a componente energia), afetando a competitividade da MMDG. Atualmente, este tema está na agenda regulatória da ANEEL e faz parte do Projeto de Lei nº 414/21 (antigo PLS 232), mas é incerta sua aplicação;
- A abertura do mercado livre (ML) tende a diminuir o mercado potencial da MMDG, uma vez que consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia (Art. 9º, parágrafo único, da Lei nº 14.300). Cabe ressaltar que o MME lançou no segundo semestre de 2022 a Portaria 50/2022 que prevê a abertura do ML para consumidores do mercado de alta tensão e uma consulta pública para avaliar a abertura para todos os consumidores a partir de 2028. Paralelamente, o PL nº 414, que trata da modernização do setor elétrico brasileiro, traz, dentre outras medidas, a previsão de abertura do mercado livre para todos os consumidores em até 42 meses a partir da publicação da lei.

As alterações trazidas pela Lei nº 14.300/2022, especialmente a mudança nas regras de compensação a partir de 2023, provocou uma corrida por instalações nos últimos anos. No entanto, logo após a “virada” nas regras, o número de novos pedidos caiu em relação à 2022, mas começou a se recuperar no final de 2023. Nesse contexto, há uma incerteza de como o mercado irá se comportar após esse período de transição.

¹⁵⁴ https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-651/NT_Metodologia_4MD_1RQ_2023.pdf

9.3.5 Resultados

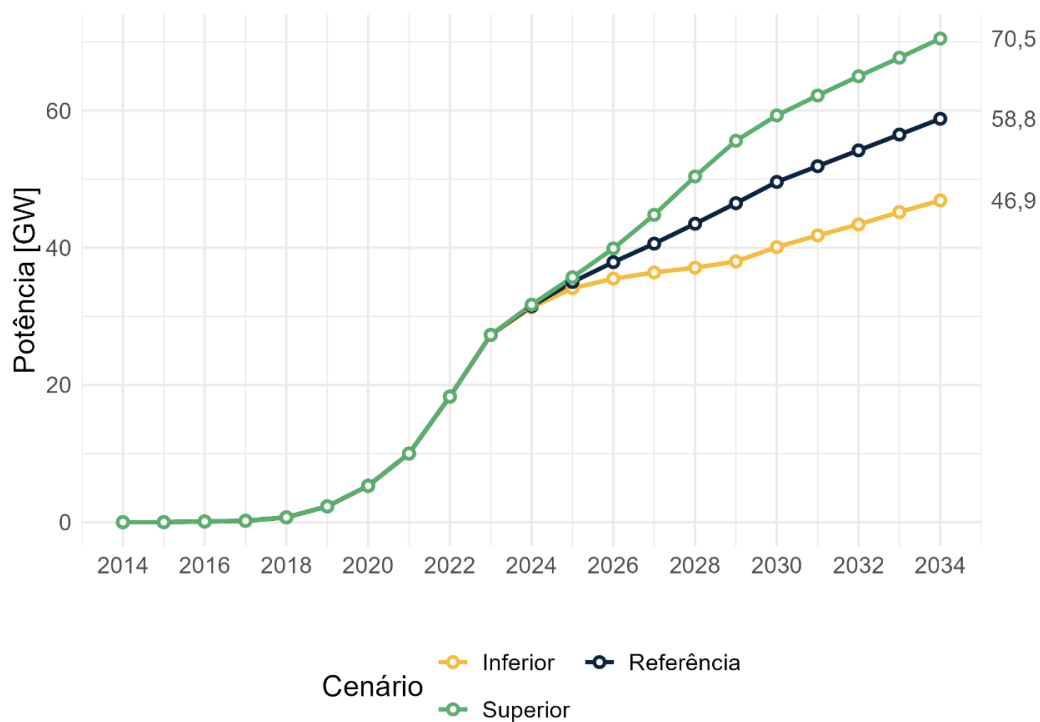
A Tabela 9-4 resume os principais resultados para os cenários modelados. A Figura 9-21 ilustra a evolução da capacidade instalada para cada cenário e na sequência é apresentado um detalhamento do cenário referência.

Tabela 9-4 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD

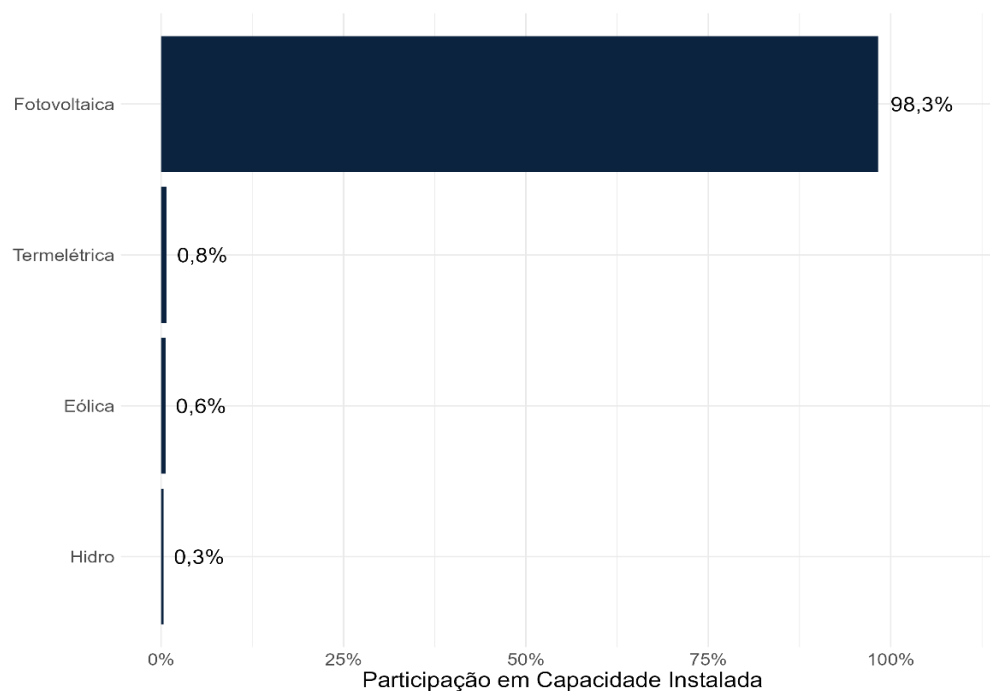
Cenários	Adotantes (2034) Milhões	Potência (2034) GW	Geração (2034) GWméd	Investimentos (2024 a 2034) R\$ bilhões
Superior	8,6	70,5	11,3	162,0
Referência	7,2	58,8	9,3	116,6
Inferior	5,9	46,9	7,2	70,4

Fonte: Elaboração EPE.

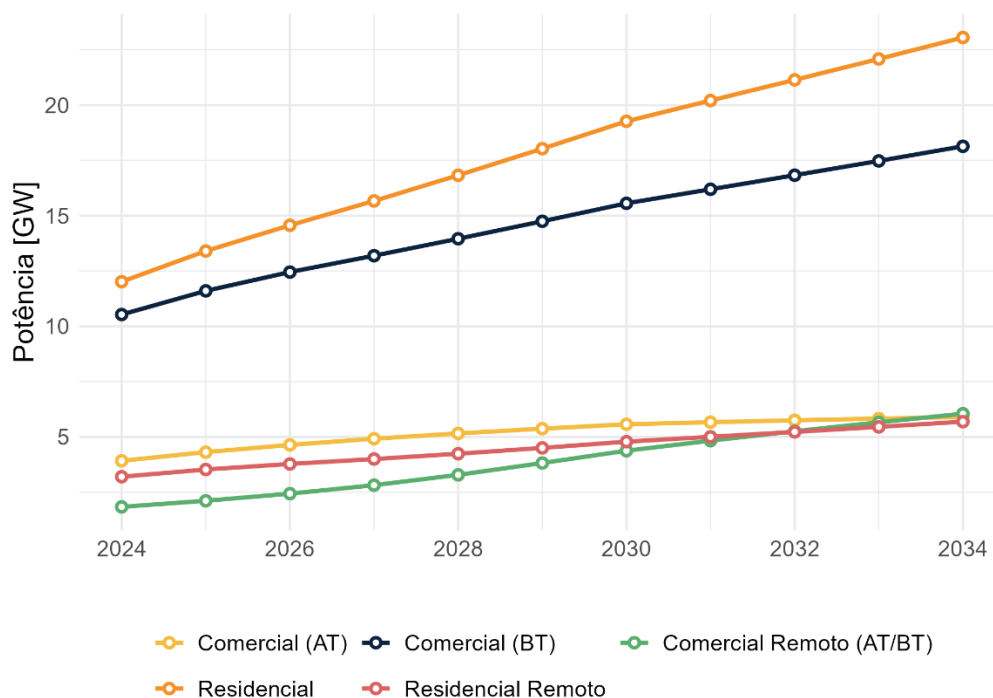
Figura 9-21 – Capacidade Instalada de MMGD por cenário



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 9-22 – Distribuição da capacidade instalada no cenário referência por fonte em 2034

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 9-23 – Distribuição da capacidade instalada no cenário referência por segmento em 2034

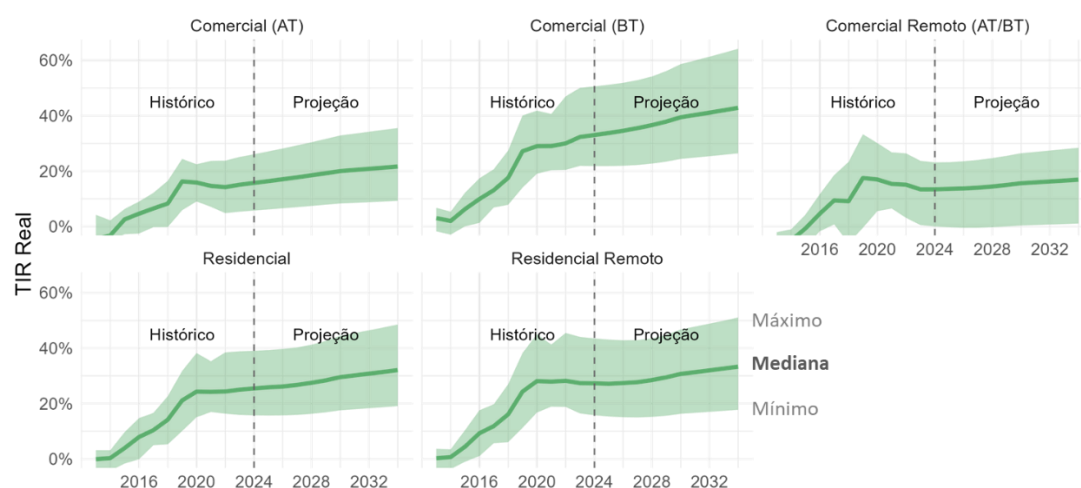
Fonte: Elaboração EPE.

Como mostra a Figura 9-21, os cenários construídos apresentam uma ampla faixa para o resultado de capacidade instalada em 2034, que pode variar de 47 GW (cenário inferior) até 71

GW (cenário superior). Isso mostra como o cálculo dos benefícios pode influenciar o desenvolvimento do mercado de MMD no Brasil. De toda forma, vale ressaltar que mesmo no cenário inferior, que prevê apenas a compensação da TE Energia, a modalidade de MMD continua crescendo com vigor no país.

O cenário Referência, adotado nesta edição do PDE como referência, é um cenário moderado, dentre as alternativas simuladas. Nesse cenário, em função do pagamento pelo uso da rede de distribuição (TUSD Distribuição), há uma redução inicial nas taxas internas de retorno dos investimentos. No entanto, em função da redução de custos da tecnologia observada nos dois últimos anos, percebe-se que as TIRs continuam em patamares atrativos aos investidores.

Figura 9-24 – Histórico e projeção da TIR para diferentes tipologias de MMD FV no cenário referência



Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Análise considera modelo de venda direta com 100% de capital próprio;
- (2) Valores para novos investimentos realizados em cada ano.

9.4 Armazenamento Atrás do Medidor

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico. No Brasil, para o uso em unidades consumidoras, atrás-do-medidor, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro. Como referência, um sistema de baterias residencial ou comercial de íon-lítio custa, aproximadamente, R\$ 4.000/kWh. Contudo, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar as perspectivas para sua entrada no horizonte neste PDE.

Dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, se enxergam três possibilidades de uso principal para baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal, que serão discutidas em mais detalhes na sequência:

- Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída;

- Deslocamento de consumo com Tarifa Branca;
- Deslocamento de consumo com Tarifa A4.

Tabela 9-5 – Possibilidades de uso de baterias atrás do medidor (em azul) e modelos simulados pela EPE

	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade	✓	✓	✓
Redução do pico da demanda			✓
Deslocamento do consumo		✓ Avaliado no PDE	✓ Avaliado no PDE
Aumento do autoconsumo da MMGD	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

Fonte: Elaboração EPE.

9.4.1 Simulações

A EPE simulou a atratividade do investimento utilizando dados reais de consumo de 15 consumidores. Os dados em escala horária referente ao consumo de 2019 foram fornecidos pela empresa Sun Mobi através de um acordo com a EPE¹⁵⁵. Os dados foram tratados e normalizados de forma que todos os consumidores tivessem um consumo anual de 10.000 kWh. Assim, o objeto de interesse é a diferença no perfil de consumo entre os consumidores e não o seu valor absoluto. A simulação da operação horária dos sistemas e a análise financeira de cada projeto foram feitas através do software System Advisor Model (SAM). Em todas as simulações, foi utilizada uma taxa de desconto real de 6% a.a. Mais detalhes da simulação são encontrados na Tabela 9-6.

Tabela 9-6 – Premissas da simulação de baterias

Premissas	Valor
Tecnologia	Lithium Ion (LFP)
Eficiência do ciclo	89%
Vida útil	10 anos
Degradação	Linear (60% com 4.000 ciclos)
Depth of Discharge (DoD)	90%
OPEX	0,5% do CAPEX ao ano
CAPEX	500 a 4.000 R\$/kWh

Fonte: Elaboração EPE.

9.4.1.1 Aplicação I: Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída

O modelo original de compensação da geração distribuída injetada na rede (REN nº 482/2012) praticamente não oferece incentivos para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. No entanto, conforme discutido no tópico de micro e minigeração distribuída (MMGD), a

¹⁵⁵ Ver mais em: https://www.estadao.com.br/economia/coluna-do-broad/sun-mobi-fecha-parceria-com-epe-para-compartilhamento-de-informacoes/?srsltid=AfmBOoqvRfFmMUSCqleOFNSYZE0cr2ML_totlkoUIMvC2d9kqbjXwLB

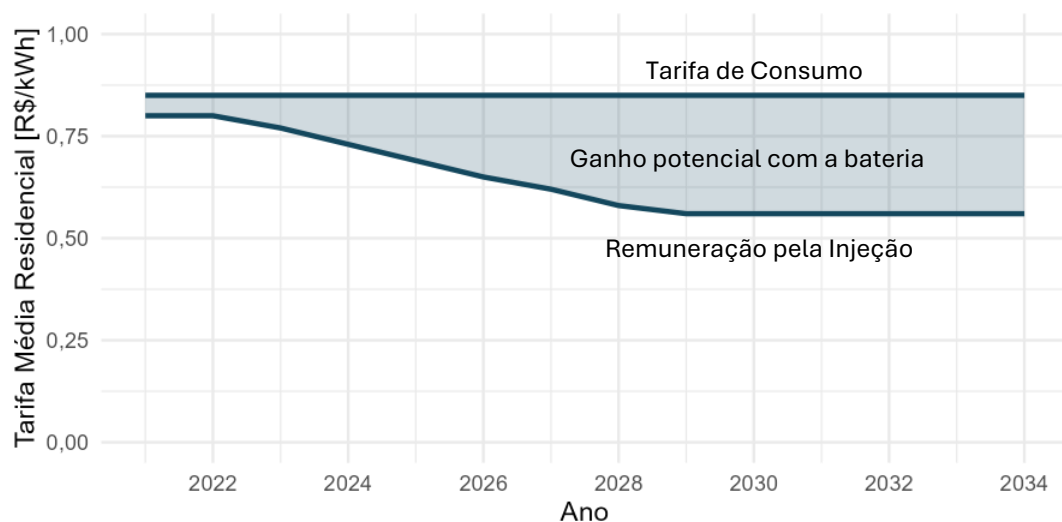
Lei nº 14.300 trouxe alterações no modelo de compensação de energia que irão criar uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa de injeção de energia. Com isso, há um incentivo para consumir imediatamente a energia gerada, ao invés de injetá-la na rede. Logo, as baterias podem ter o papel de armazenar parte da energia gerada que seria injetada, para consumo posterior.

A Figura 9-25 ilustra o ganho potencial com o uso de baterias oriundo da diferença entre tarifa de consumo e tarifa de injeção. Conforme discutido na seção anterior, a tarifa de injeção a partir de 2029 dependerá de um cálculo de custos e benefícios. Portanto, o gráfico representa uma remuneração estimada com base no Cenário Referência de MMGD.

Em relação à operação da bateria, cabe ressaltar que as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se o custo do sistema, e em muitos momentos a capacidade é subutilizada. Por esse motivo, o dimensionamento não é trivial. A EPE simulou diferentes configurações de capacidade de potência e energia das baterias e apresenta na sequência os resultados para a configuração de melhor atratividade média: 4 kW/ 8 kWh.

Em relação aos dados de irradiação e temperatura, foram utilizadas as informações da base MERRA-2 para 35 cidades representativas ao redor do Brasil, uma para cada distribuidora avaliada. Os resultados são apresentados na sequência.

Figura 9-25 – Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)

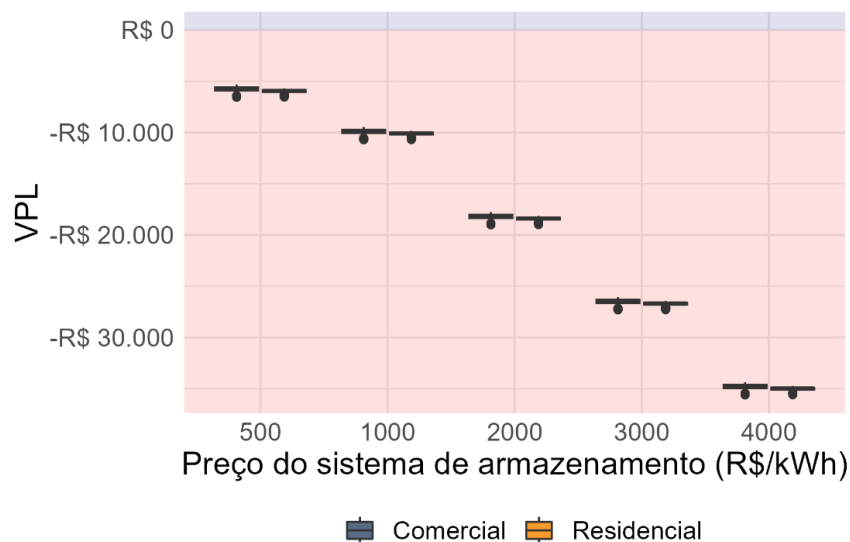


Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) A partir de 2029, considera o Cenário de Referência para MMGD, ou seja, sem a compensação da TUSD Distribuição;
- (2) Considera tarifa real constante.

Figura 9-26 – VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD para diferentes distribuidoras e clientes



Fonte: Elaboração EPE.

Os resultados mostram que para todos os preços de armazenamento simulados não há viabilidade econômica no investimento em baterias. Isso se justifica especialmente pela baixa diferença entre as tarifas de consumo e tarifas de injeção da MMGD previstas pela Lei nº 14.300/2022.

9.4.1.2 Aplicação II: Deslocamento de consumo com Tarifa Branca

Atualmente, a modalidade de Tarifa Branca (TB) é opcional para os consumidores atendidos em BT no país e se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. O posto tarifário ponta consiste em três horas consecutivas definidas por cada distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados; o posto tarifário intermediário consiste nas horas adjacentes ao período de ponta; e o posto tarifário fora de ponta são as demais horas.

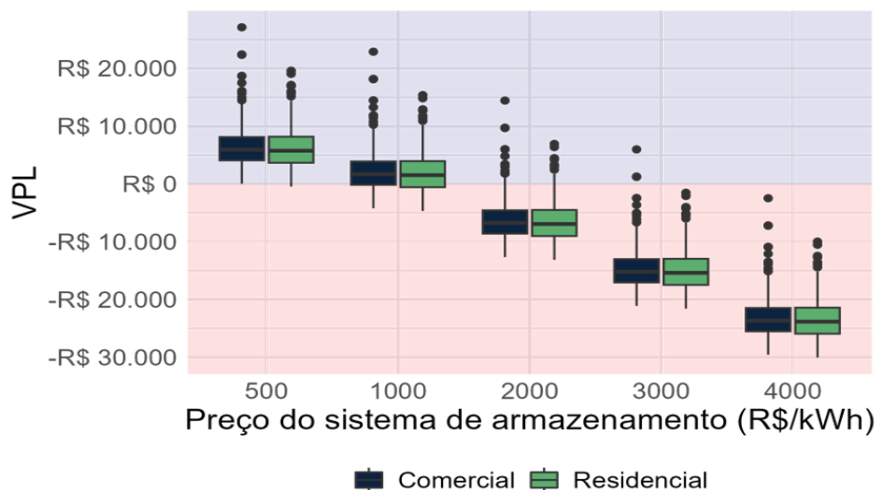
Para esta aplicação, a bateria poderia ser carregada no período Fora de Ponta (FP) e fornecer energia ao consumidor nos períodos de tarifas mais elevadas – Tarifa Intermediária (TI) e Tarifa de Ponta (TP). Há que se avaliar se a economia obtida é suficiente para pagar o investimento no sistema de baterias.

Para os consumidores avaliados, concluiu-se que a configuração de armazenamento de 2 kW/8 kWh resulta no melhor retorno financeiro médio. Essa configuração foi utilizada na simulação dos 15 consumidores, em todas as distribuidoras do Brasil. Os resultados do VPL para cada simulação são apresentados na Figura 9-27.

Pode-se observar que o Valor Presente Líquido - VPL para preços próximos aos atuais (R\$ 4.000/kWh) é bastante negativo em todos os casos. Considerando uma projeção de redução no preço conforme Cole e Karmakar (2023), o preço da bateria cairia para cerca de R\$ 2.800/kWh

em 2034. Portanto, ainda não seria suficiente para tornar atrativo o investimento. Somente com um preço na faixa de R\$ 1.000/kWh é que o investimento traria um retorno positivo.

Figura 9-27 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa branca para diferentes distribuidoras e clientes



Fonte: Elaboração EPE.

9.4.1.3 Aplicação III: Deslocamento de consumo na Alta Tensão

Desde 1988 existe no Brasil uma tarifa horo-sazonal obrigatória para consumidores atendidos em alta tensão (AT). Para evitar as tarifas elevadas no horário de ponta (durante 3h nos dias úteis), diversos consumidores comerciais e industriais fazem uso de motogeradores a diesel nesse período. Conforme análise da EPE (2015), pode haver cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diariamente no país no horário de ponta.

Portanto, o uso de baterias pode ser utilizado para “comprar” energia no período fora de ponta e utilizá-la no período de ponta, evitando a cobrança da tarifa mais elevada, e possivelmente substituindo a geração diesel. Adicionalmente, é possível mencionar que além dos ganhos econômicos, há externalidades positivas com a substituição do combustível. Do ponto de vista do consumidor, a operação de geradores diesel traz muitas vezes o incomodo do ruído gerado e da logística de constante abastecimento e manutenção. Na ótica da sociedade, a geração diesel contribui com a emissão de poluentes em centros urbanos em horários em que a atmosfera já está carregada pelas emissões de veículos (hora do *rush*), agravando o problema de saúde pública.

Neste PDE, a EPE fez duas análises do uso de baterias em consumidores atendidos em AT. Na primeira, foi avaliado se essa solução é viável para deslocar o consumo do horário de ponta. Na sequência, a atratividade foi comparada com a solução convencional (diesel).

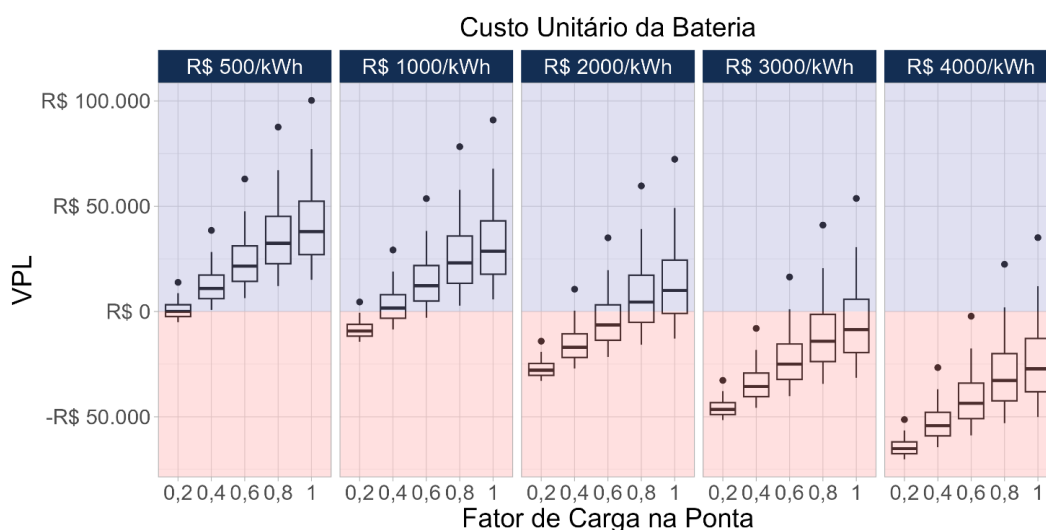
Em relação aos dados dos consumidores, sabe-se que o retorno das baterias irá variar de acordo com o fator de carga na ponta (FCp) de cada consumidor. Ou seja, a relação entre o consumo médio no horário de ponta e a demanda máxima ao longo do ano. Em geral, quanto maior o FCp, maior utilidade terá o investimento em baterias, pois mais consumo será deslocado. Diante

disso, a EPE elaborou séries sintéticas de carga de energia, a partir dos dados fornecidos pela Sun Mobi para consumidores comerciais, de modo a representar diferentes FCp.

9.4.1.4 Atratividade das baterias

A distribuição do VPL para cada simulação é apresentada na Figura 9-28. Com custo de R\$ 4.000/kWh, praticamente em nenhuma situação há a viabilidade do investimento. Com um custo de R\$ 3.000/kWh, se vê viabilidade em algumas distribuidoras para consumidores com alto FCp ($>0,6$). Caso ocorra uma redução ao longo da década para o patamar de R\$ 2.800/kWh, conforme explicado na seção anterior, pode-se esperar uma viabilidade para um maior número de consumidores em diferentes distribuidoras.

Figura 9-28 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horossazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta



Fonte: Elaboração EPE.

9.4.1.5 Atratividade das baterias versus geração diesel

Como visto no item anterior, com a esperada queda dos custos das baterias na próxima década, se espera que haja a viabilidade do investimento em baterias para gestão de carga no horário de ponta de uma parte de consumidores do Grupo A. No entanto, deve-se compreender que para essa aplicação os consumidores ainda dispõem da geração diesel como uma solução substituta. Dessa forma, a próxima análise buscou comparar a atratividade dos dois investimentos.

O sistema diesel foi simulado com as premissas apresentadas na Tabela 9-7. Os preços do diesel foram obtidos por UF no endereço eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e representam o valor mínimo do preço ao consumidor final, como uma aproximação ao preço do TRR (Transportador Revendedor Retalhista) – agente que costuma atender a esse tipo de consumidor.

Os resultados apresentados na Figura 9-29 representam o VPL das baterias e o VPL da geração a diesel para consumidores com FCp igual a 0,2, 0,4 e 0,6. Os resultados mostram que quando a geração diesel é comparada com a solução de baterias, percebe-se que as baterias apresentam,

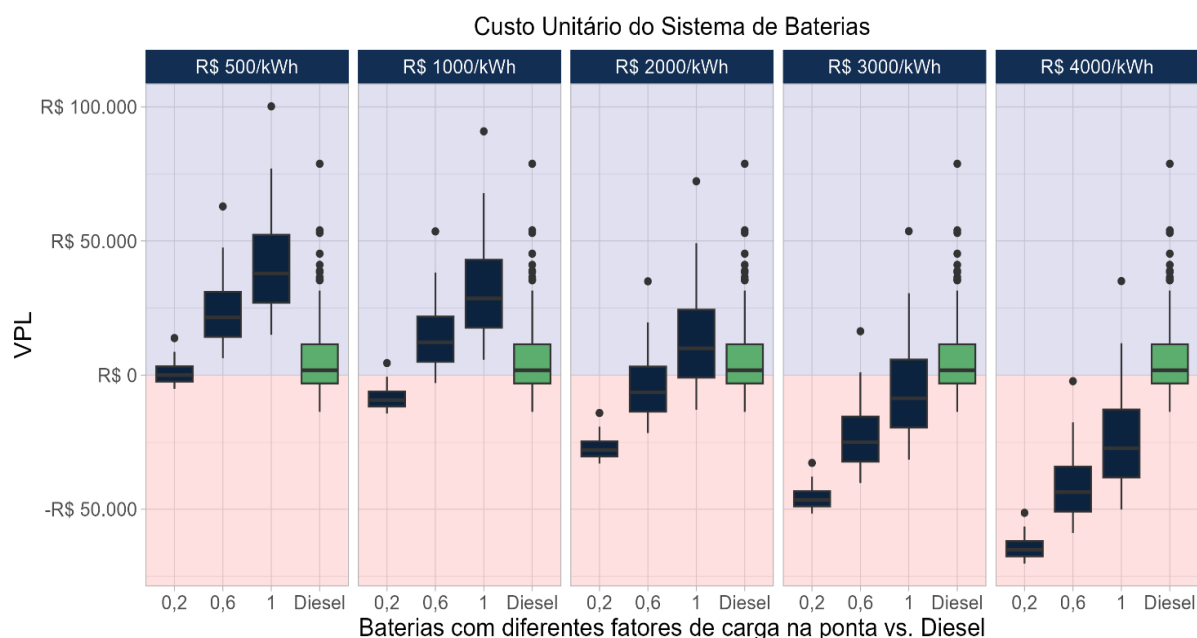
em geral, melhor viabilidade caso custem ao redor de R\$ 1.000/kWh ou menos. No entanto, para consumidores com alto FCp, essa viabilidade pode ocorrer a partir de R\$ 2.000/kWh.

Tabela 9-7 – Premissas de cálculo da geração diesel

Premissas	Valores	Referência
CAPEX (R\$/kW)	1.000,00	MORIMOTO; CARMO; CHIHAYA (2017) e RIBEIRO e CRUZ (2017)
OPEX (R\$/MWh)	25,00	RIBEIRO e CRUZ (2017)
Consumo Específico (l/MWh)	329	ANEEL REN 801/2017
Preço do Combustível	Junho de 2023. Mediana igual a R\$ 4,60/litro	ANP (2023)

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 9-29 – VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde



Fonte: Elaboração EPE.

9.4.2 Limitações e Perspectivas

Os resultados das simulações demonstraram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos somente para 15 consumidores. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade de 2023, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória futura diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo poucas opções de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias, que proporcionam um aumento do seu custo em cerca de 80%. Portanto, uma alteração desse cenário também pode trazer os preços da bateria

para patamares mais próximos da viabilidade; (v) em mercados internacionais, além das cinco oportunidades de receita discutidas no capítulo, existem outras modalidades de remuneração para sistemas de baterias, como pagamento por serviços ancilares e disponibilização de capacidade. O desenvolvimento desse tipo de mercado no Brasil poderia acelerar a inserção do armazenamento.

Apesar das limitações, os resultados são um bom indício de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos (sociais, ambientais, etc.), além do econômico na decisão de investimento. Por exemplo, a substituição da geração diesel pode se dar pela redução do ruído, assim como a opção pelas baterias residenciais pode ser movida por um desejo de fonte de backup contra *blackouts*, independentemente do custo de atendimento.

A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

9.5 Autoprodução Não Injetada na Rede

Esse tipo de consumo ocorre somente quando o consumidor mantém a operação de instalações próprias de geração de eletricidade, isto é, a autoprodução de energia elétrica. Tais instalações são consideradas como unidades de geração distribuída de grande porte no horizonte decenal deste estudo. Neste caso, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição é utilizada de forma parcial, ou mesmo não utilizada, para o suprimento de eletricidade. No PDE, considera-se outra forma de autoprodução (cogeração) que predomina nos segmentos industriais como siderurgia, petroquímica e papel e celulose. Essas indústrias usam correntes residuais dos seus processos produtivos e amplificam o rendimento do processo de produção de energia, combinando o conteúdo tanto da energia térmica quanto elétrica, maximizando aproveitamento energético dos combustíveis desta forma

Deste modo, nos sistemas de grande porte com autoprodução de eletricidade, consideram-se as seguintes premissas relacionadas às projeções de geração de energia:

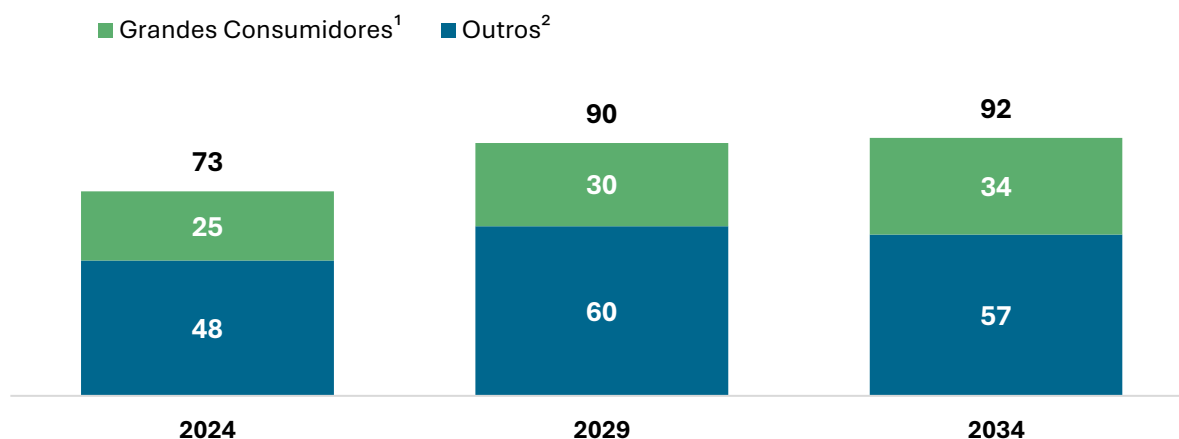
- A eletricidade autoproduzida a partir da lixívia advinda do processo produtivo suprirá a totalidade da expansão da produção de celulose;
- No caso da indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção física de eteno a partir de insumo petroquímico seja autossuprida;
- A expansão da capacidade instalada siderurgia considerada foi classificada em rotas tecnológicas, que possuem diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada rota tecnológica considerada (integrada com coqueria própria, integrada sem coqueria própria e semi-integrada), há a análise do respectivo potencial de cogeração, de acordo com o que é observado no parque siderúrgico nacional;
- Nos setores sucroalcooleiro, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, estimou-se a autoprodução com base nas respectivas perspectivas de atividade setorial. Por exemplo, a eletricidade autoproduzida no

segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;

- Já no caso das refinarias, a autoprodução é correlacionada com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo.

Para o próximo decênio, estima-se que a geração distribuída de grande porte permita reduzir o consumo na rede em um total de 92 TWh em 2034, ou cerca de 11% do consumo de eletricidade, instalada em segmentos industriais como siderurgia, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. A autoprodução de eletricidade do setor comercial já está inclusa nesta estimativa.

Figura 9-30 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)



Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.
 (2) Não inclui MMGD.

9.6 Energia Solar Térmica

A conversão da energia do Sol em energia térmica se baseia na absorção da radiação solar e na sua transferência, sob forma de calor, para um elemento que fornecerá determinado serviço energético. Os sistemas de aquecimento solar (SAS) são compostos pelos coletores solares e pelo reservatório térmico, local onde fica armazenada a água aquecida. Além disso, os SAS possuem equipamentos complementares de aquecimento, que podem utilizar energia elétrica ou gás, e que são ativados em períodos de baixa intensidade solar, como as noites e os dias nublados. Os padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo INMETRO.

Apesar de ser uma substituição entre fontes de energia, a maior penetração da energia solar térmica apresenta efeitos similares à disseminação da eficiência energética, o que pode gerar

externalidades em várias dimensões. Ao passo que, para os consumidores, a utilização de SAS pode reduzir o gasto total com energia, para o setor elétrico, o seu uso pode diminuir o consumo de eletricidade da rede, a demanda de ponta em períodos críticos e as perdas técnicas no sistema, contribuindo para postergar novos investimentos em geração, transmissão e distribuição. Finalmente, do ponto de vista ambiental, o uso de SAS pode ajudar para o declínio de emissões de GEE, por se tratar de uma fonte de energia limpa.

A difusão de SAS pode ser avaliada pela área total de coletores instalados no país. A área total acumulada de coletores atingiu por volta de 22,8 milhões m² em 2022 (ABRASOL), o equivalente a 16,0 GW_{th}[1]. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m² em 2005 para perto de 1.779 mil m² em 2022, representando um crescimento um pouco maior que quatro vezes e meio no período. Destaca-se que o setor residencial foi o principal destino das vendas de soluções SAS em 2022, com 73% do total de área nova instalada, seguido do comercial e serviços (19%), do industrial (6%) e dos projetos sociais (1%) (ABRASOL). Em termos regionais, enquanto 53% das vendas em 2022 foram na região Sudeste, 23% foram no Sul, 14% no Centro-Oeste, 7% no Nordeste e 3% no Norte (ABRASOL).

Esses números sugerem uma concentração das instalações nas regiões de maior poder aquisitivo e com maior alcance das informações a respeito dos benefícios da tecnologia. Por sua vez, existem regiões do país que são muito quentes, como o Norte e o Nordeste, o que pode contribuir para os baixos percentuais de domicílios que aquecem água para banho, como ilustra a Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos - PPH 2019 (PROCEL/ELETROBRAS). Cálculos da EPE utilizando os dados coletados nesta pesquisa estimam que cerca de 35% dos domicílios brasileiros não aqueciam água para banho no país em 2019, sendo que no Norte (94%) e no Nordeste (88%) essas estatísticas foram muito maiores.

Um dos fatores que parece ter mais influência para a instalação da tecnologia SAS e o tempo de retorno financeiro de projetos é o seu custo-benefício em relação à energia elétrica consumida para aquecimento de água. As decisões de investimento da solução SAS competem com outras iniciativas para reduzir o gasto com energia elétrica, como sistemas de geração distribuída. Neste caso, enquanto a difusão de SAS está associada somente ao aquecimento de água, a geração distribuída possibilita a utilização da eletricidade gerada em outros usos finais (iluminação, climatização de ambientes, conservação e cocção de alimentos, etc.).

9.6.1 Setor Residencial

Os resultados energia solar térmica residencial é destinada majoritariamente para o aquecimento de água em banhos e piscinas, que podem estar localizadas dentro das habitações ou em áreas de lazer de edifícios. Como os sistemas SAS são projetados para atender um volume de água armazenado em cada unidade residencial, o aquecimento de água não é realizado sob demanda, ou seja, não envolve apenas o volume de água gasto a cada banho, por exemplo. Toda água disponível nos reservatórios se mantém aquecida no período com Sol e fica acessível para ser ou não consumida à medida que os banhos são realizados ao longo do dia.

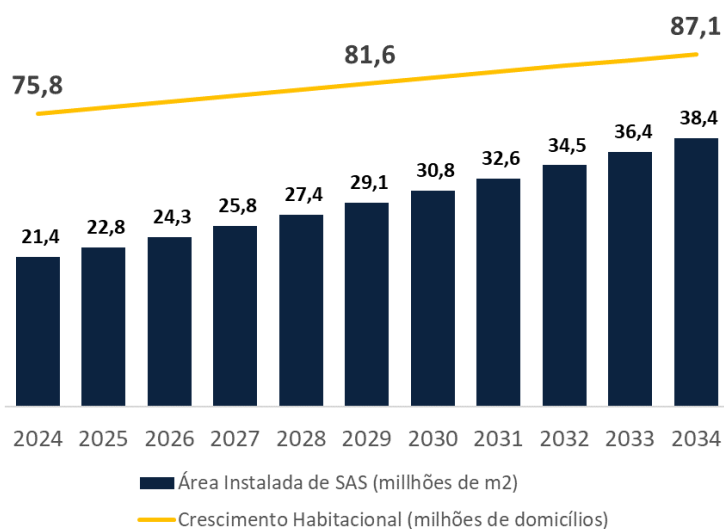
Assume-se no PDE 2034 que a difusão de tecnologias SAS desloca o uso da eletricidade em chuveiros elétricos para os banhos consumados nos domicílios. Desta forma, a demanda evitada

de energia elétrica para aquecimento de água devido ao uso da energia solar é estimada em função do número de habitações que substituem chuveiros elétricos por SAS.

Nas últimas décadas, a difusão de SAS foi propiciada pelo desenvolvimento do seu mercado autônomo e de induções decorrentes de políticas públicas, incluindo as que tornaram obrigatórias ou incentivaram o uso da tecnologia para determinadas tipologias de moradias, público-alvo ou regiões do país em Habitação de Interesse Social (HIS). Como exemplo, estão a Lei Nº 12.424 de 2011, a Portaria Nº 325 de 2011 e a Portaria Nº 643 de 2017 do Ministério do Desenvolvimento Regional. Esta última dispõe sobre a utilização de sistemas alternativos de geração de energia no âmbito do programa Casa Verde Amarela do Governo Federal, incluindo a tecnologia SAS, que compete por recursos financeiros com sistemas de geração distribuída, que podem envolver energia solar fotovoltaica, energia eólica e biomassas.

Estimou-se que a área total de coletores solares residenciais instalados no país poderá atingir 38,4 milhões de m² em 2034. Com base na área total instalada, espera-se que o número de domicílios com SAS possa atingir 6,5% do número total de residências estimadas no país para esse ano, sendo por volta de 927 mil de HIS¹⁵⁶.

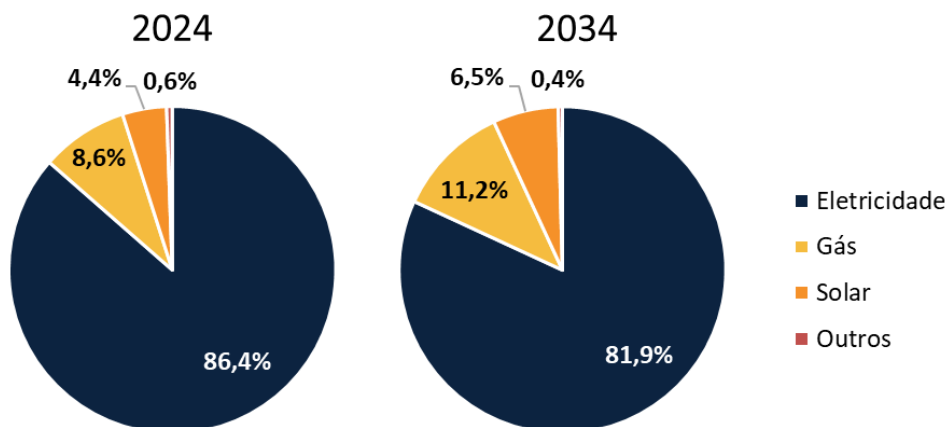
Figura 9-31 – Evolução do Domicílios com SAS x crescimento habitacional (milhões de m² x milhões de domicílios).



Fonte: Elaboração EPE.

¹⁵⁶ Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha 3m² e 2m² no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

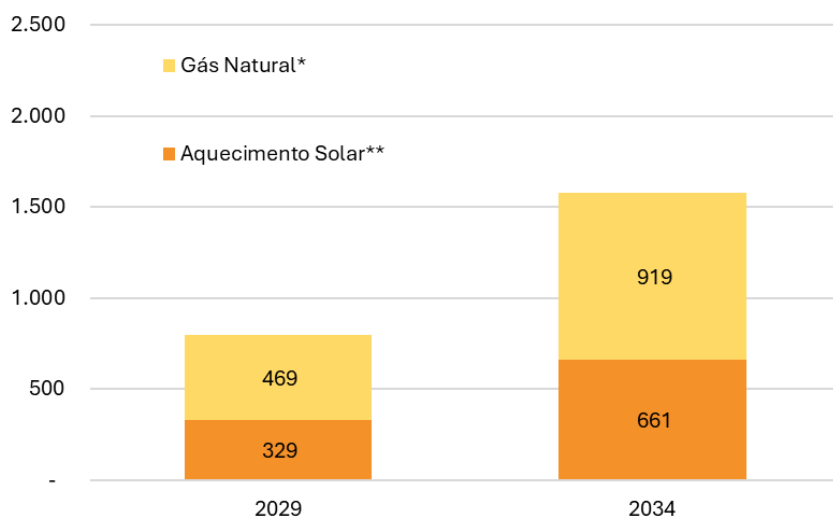
Figura 9-32 – Distribuição percentual do número de domicílios por fontes para aquecimento de água residencial.



Fonte: Elaboração EPE.

Sendo assim, é razoável pensar que, durante o horizonte decenal, o consumo residencial evitado de eletricidade em razão da substituição de chuveiros elétricos por SAS continue a incorporar evoluções demográficas, transições tecnológicas dos equipamentos e políticas de indução. O incremento do consumo evitado de energia elétrica para aquecimento de água utilizando SAS em relação a 2024 poderá atingir 1,6 TWh em 2034, o equivalente aproximado da geração da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu no Paraná que possui cerca de 350 MW.

Figura 9-33 – Consumo evitado de eletricidade residencial para aquecimento de água utilizando outras fontes energéticas (GWh)



Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

(*) Incremento do consumo de gás natural que desloca a demanda de eletricidade no aquecimento de água para banho com chuveiros elétricos com relação a 2024.

(**) Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água para banho com chuveiros elétricos a partir da instalação incremental de SAS com relação a 2024.

Pontos Principais do Capítulo

- No Brasil, os ganhos de eficiência energética em 2034 serão 19 milhões de tep, o que corresponderá à 7% do consumo final energético ou ao consumo do setor comercial e dos segmentos de cimento e química em 2023 (EPE, 2024)
- A eficiência elétrica em 2034 (42 TWh) equivale à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 8,7 GW, equivalente a UHE de Itaipu e Furnas.
- A economia de combustível, em volume, em 2024, é de 311 mil barris por dia, esse montante corresponde a 9% do petróleo produzido no país em 2023 (ANP, 2023).
- O consumo do segmento de papel e celulose em 2023 em torno de 26 TWh é o mesmo que as edificações podem reduzir do consumo de eletricidade, isto é, 62% da energia elétrica nacional economizada em 2034.
- Estima-se que a energia elétrica economizada nos domicílios do país possa atingir 14 GWh em 2034, correspondente a 6% do consumo de eletricidade do setor no mesmo ano.
- Espera-se que os ganhos de eficiência energética dos equipamentos a GLP e gás natural nas residências brasileiras possam trazer uma economia de 200 mil tep em 2034, correspondente a 2,7% da demanda residencial destes energéticos no mesmo ano.
- O uso eficiente de energia no setor industrial representará aproximadamente 4% da demanda de energia final prevista em 2034. Já os ganhos de eficiência elétrica representarão 3%, equivalentes ao consumo atual do segmento de ferro ligas e do ferroviário (11 TWh).
- Somente com o uso eficiente de energia por cada modo (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso), o setor de transportes realizará ganhos da ordem de 7% (9 milhões de tep) em 2034.

Pontos Principais do Capítulo

- Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída (MMGD) foram elaborados três cenários. No cenário Referência, haverá cerca de 7,2 milhões de adotantes em 2034, totalizando 59 GW de capacidade instalada, que irão contribuir com 9,3 GW_{méd} de geração em 2034. No cenário superior, a capacidade instalada pode atingir 71 GW no final do horizonte.
- A análise da competitividade de baterias atrás do medidor mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. O preço final teria que cair dos atuais R\$ 4.000/kWh para a faixa de R\$ 500-1.000/kWh para que haja competitividade nas principais aplicações simuladas. Entretanto, pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.
- Para a autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede estima-se que essa geração permita reduzir o consumo na rede em um total de 92 TWh em 2034, ou cerca de 11% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.
- O consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido a SAS pode atingir perto de 1,6 TWh em 2034, o equivalente aproximado da geração da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu no Paraná que possui cerca de 350 MW.

10 Análise Socioambiental

A análise socioambiental da expansão energética planejada é orientada pelo conceito de sustentabilidade e busca discutir as principais questões socioambientais associadas à produção, geração e transmissão de energia no horizonte do PDE 2034. A conjuntura geral, como as políticas e discussões relacionadas à energia, disponibilidade de recursos e mudanças climáticas, também é observada a fim de compreender de forma mais ampla o contexto em que a expansão acontece.

Atualmente, as principais discussões para a construção da trajetória energética do País, no médio e no longo prazo, estão associadas à transição energética justa e inclusiva e às mudanças climáticas.

No campo da transição energética justa e inclusiva, o contexto brasileiro fundamenta o compromisso de buscar uma transição energética que contribua para o desenvolvimento social e econômico, com foco na redução das desigualdades. Para isso, o processo pressupõe as pessoas no centro das políticas públicas, a fim de combater a pobreza energética e garantir o acesso à energia confiável, moderna e com preço acessível a todas as camadas da população, de acordo com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável – ODS 7. A referência para a transição energética brasileira é a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), com suporte de seus instrumentos, o Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE) e o Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE).

Quanto às mudanças climáticas, a mitigação das emissões do setor de energia para contribuir com o alcance do *net zero* em 2050 proposto na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira condiciona o caminho do setor, inclusive no médio prazo. A adaptação às alterações do clima, tanto as já observadas quanto as projetadas, agregam cada vez mais complexidades para o planejamento energético. Nas dimensões mitigação e adaptação, destaca-se a elaboração do Plano Clima (2024-2035) que traz a estratégia da política climática brasileira.

Partindo desse panorama, busca-se ter uma visão integrada da expansão energética que permita a identificação dos principais desafios socioambientais a serem enfrentados e das oportunidades socioambientais que podem ser aproveitadas no horizonte decenal. De forma específica, a análise socioambiental do PDE 2034 contempla as seguintes atividades:

- Contribuir para a definição da expansão do decênio;
- Avaliar as principais questões socioambientais associadas à expansão decenal por meio de uma análise socioambiental integrada, que relaciona qualitativamente as principais interferências da expansão às sensibilidades socioambientais mais destacadas das regiões brasileiras, representadas por temas socioambientais (EPE, 2012);
- Indicar os desafios e oportunidades socioambientais estratégicos para a expansão, discutindo questões socioambientais importantes e que podem representar riscos, bem como vislumbrar perspectivas inovadoras relacionadas à expansão planejada;

- Discutir questões relacionadas à energia e mudança do clima, a partir da análise dos acordos e das políticas climáticas, das medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas e do perfil de emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão energética prevista.

O resultado da análise socioambiental do PDE 2034 será apresentado nessa ordem neste Capítulo.

Vale destacar que, como subsídio à análise socioambiental integrada, é feita uma análise socioambiental de cada fonte energética, na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2034” (EPE, 2024a).

10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão

A variável ambiental é considerada desde as etapas iniciais do planejamento energético. Os estudos variam conforme a natureza do objeto, porém, de maneira geral, buscam evitar ou reduzir interferências em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental. A Tabela 1-1 apresenta alguns desses estudos e as análises socioambientais realizadas levando em consideração a minimização dos impactos socioambientais.

Tabela 10-1 - Estudos de planejamento energético e a variável ambiental

Estudo de planejamento	Análises socioambientais e minimização dos impactos
Inventário hidrelétrico - fase inicial de identificação de projetos hidrelétricos	• Consideração de critérios ambientais na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. • Minimização dos impactos socioambientais negativos e maximização dos positivos, por meio da comparação de alternativas. • Realização da Avaliação Ambiental Integrada (AAI), que avalia os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos que compõem a alternativa selecionada no inventário.
Relatórios R1 e R3 - estudos iniciais de linhas de transmissão: corredores e traçados	• Evitadas interferências em áreas protegidas e em áreas com sensibilidade socioambiental relevante. • Visualização de possíveis complicadores para a implantação, refletindo no custo e no prazo de implantação.
Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) - estudo de planejamento de atividades petrolíferas	• Classificação da região de estudo em áreas aptas, não aptas e em moratória às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e elaboração de recomendações ao licenciamento ambiental. • Contribuição para a redução dos conflitos locais, dos riscos de investimento e para a desoneração do licenciamento ambiental.
Plano Nacional de Energia (PNE) - plano energético de longo prazo	• Identificação de áreas de alta complexidade socioambiental para a exclusão de volumes de petróleo e gás natural nos cálculos dos volumes recuperáveis finais de petróleo e gás natural.
Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) - estudo indicativo de gasodutos de transporte	• Evitadas interferências em áreas protegidas e em áreas com sensibilidade socioambiental relevante, além de visualização de possíveis restrições socioambientais para a implantação dos traçados referenciais.

Fonte: Elaboração EPE.

Ao se definir a carteira de projetos que compõe a expansão no horizonte decenal, os resultados desses estudos iniciais são levados em consideração.

Para ilustrar a questão, podem ser citadas as linhas de transmissão. Entre as 233 linhas mapeadas no PDE 2034, cerca de 20% tiveram o traçado modificado nos estudos de R1 ou R3 para evitar ou afastar de terras indígenas ou unidades de conservação de proteção integral. A LT 800 kV Graça Aranha - Silvânia, por exemplo, foi planejada para desviar de diversas terras indígenas e unidades de conservação de proteção integral desde o início de sua concepção, com afastamento suficiente para evitar interferências nessas áreas e dar maior previsibilidade ao processo de implantação do empreendimento.

Além da consideração dos estudos iniciais de planejamento, no que tange ao PDE 2034, a variável ambiental contribui para a definição da expansão prevista por meio de duas análises, apresentadas nas subseções seguintes.

10.1.1 Análise processual das usinas hidrelétricas

Com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs. A análise considera os prazos para os estudos ambientais e de engenharia, para o licenciamento ambiental e para a construção, levando em conta as características individuais e as informações mais atualizadas de cada projeto. São também considerados prazos adicionais para projetos com interferências em áreas protegidas (terras indígenas ou unidades de conservação) ou que tenham que solucionar demandas técnicas, jurídicas e administrativas. Para a realização da análise processual são considerados os projetos que estão na fase de estudos de viabilidade.

Foram analisadas 34 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel em janeiro de 2024. Desse conjunto, 21 UHEs estão situadas em áreas protegidas ou com os estudos parados. Para o grupo restante de 13 UHEs, foram avaliados a situação do andamento dos estudos, o processo de licenciamento ambiental e os prazos adotados na metodologia. A avaliação indicou que três UHEs teriam data de operação possível no horizonte decenal¹⁵⁷ (Telêmaco Borba, Tabajara e Bem Querer). Desse conjunto, após as simulações energéticas, apenas uma UHE foi selecionada para compor a expansão decenal, a UHE Telêmaco Borba (ver “Capítulo 3 – Geração Centralizada de Energia Elétrica” e Nota Técnica “Análise Socioambiental das fontes energéticas do PDE 2034”).

10.1.2 Análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural

De modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. Para as áreas da União, são descontados volumes de recurso sob áreas sensíveis (terras indígenas, unidades de conservação e zonas de amortecimento, áreas urbanas e áreas

¹⁵⁷Essas UHEs fazem parte da carteira de projetos oferecida, ao modelo de simulação elétrica, para os cinco últimos anos do horizonte decenal, uma vez que os cinco primeiros anos são compostos por UHEs que já foram contratadas nos leilões de energia.

marinhas sensíveis). Já para as áreas com contratos de concessão, é realizada a classificação da complexidade (com base nas Diretrizes Ambientais para as Rodadas de Licitações de Blocos, do Ibama, e nas preocupações sinalizadas no licenciamento ambiental pelos órgãos estaduais de meio ambiente) e estimado o tempo para o licenciamento ambiental.

Para as 13 Unidades Produtivas da União (UPUs) indicadas para entrar em produção ao longo do decênio, houve desconto de 5% e 3% dos volumes previstos para gás natural e petróleo, respectivamente. Quanto às Unidades Produtivas com contratos de concessão, foram analisadas 863 unidades, sendo 298 *offshore* e 565 *onshore*. O resultado indicou que 100 das 863 UPs contratadas foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Destas, 62 são campos de produção ou tiveram atividades de E&P recentemente licenciadas. Às 38 restantes, foi aplicado o prazo adicional para o licenciamento ambiental. Entretanto, destaca-se que não foi necessário atribuir esse tempo adicional às previsões de início de produção, uma vez que os prazos demandados pela logística e infraestrutura, para essas unidades produtivas, já superavam os tempos esperados para o licenciamento ambiental (ver “Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural” e Nota Técnica “Análise Socioambiental das fontes energéticas do PDE 2034”).

10.2 Análise Socioambiental Integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia¹⁵⁸.

A análise é composta de três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

10.2.1 Análise espacial da expansão

A análise espacial da expansão de energia no horizonte decenal apresenta o conjunto dos projetos planejados, o que permite a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento indica áreas sujeitas a sobrecargas em recursos naturais ou à pressão sobre ambientes sensíveis, necessitando, desta forma, de atuação mais estratégica em determinadas situações. Outro aspecto da espacialização é a possibilidade de visualizar sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes, contribuindo para um planejamento energético mais eficiente.

No horizonte decenal, está prevista a entrada em operação de 29,5 GW em usinas termelétricas a gás natural e nuclear. Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 10,2 GW de potência no sistema a partir de 10 novas UTEs, sendo 9 UTEs a gás natural (4,9 GW) e 1 nuclear (1,4 GW), somado ao montante de 3,9 GW referente a 10 UTEs a gás natural existentes. As unidades contratadas estão localizadas predominantemente próximas ao centro de carga ou da fonte de

¹⁵⁸ Um resumo da expansão prevista no PDE 2034 é apresentado no Capítulo 12 - Consolidação dos resultados.

combustível. A expansão indicativa das UTEs não renováveis totaliza 19,3 GW de UTEs a gás natural previstas em todas as regiões do país. Ressalta-se que as maiores capacidades instaladas se encontram nas regiões Sudeste e Sul, locais de maior demanda.

Os empreendimentos eólicos terão uma expansão de 15,5 GW, localizados predominantemente na região Nordeste. São 45 parques contratados (2,4 GW), previstos para entrar em operação até 2026, e 13,1 GW de expansão indicativa, com previsão de operação a partir de 2027.

A expansão fotovoltaica é responsável pelo incremento de 13,1 GW no decênio, sendo 4,5 GW contratados, distribuído em 90 projetos no Nordeste e no Sudeste. Os 8,6 GW restantes correspondem à expansão indicativa no Sudeste.

A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável pelo aumento de aproximadamente 9,8 GW (UHE: 6,5 GW; PCH e CGH: 3,3 GW) no horizonte decenal. Dentre a expansão de UHEs, estão contratados 48 MW relativos a uma nova usina hidrelétrica, a UHE Estrela, no Centro-Oeste. Na expansão indicativa estão previstos 6,4 GW, sendo 6,3 GW obtidos a partir da modernização de unidades existentes, em todas as regiões do País, e 0,1 GW a partir de uma nova hidrelétrica no Sul. Com relação às PCHs e CGHs, 38 projetos (487 MW) estão contratados, previstos para entrar em operação até 2027, e 2,8 GW fazem parte da expansão indicativa. A expansão está localizada principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Para as usinas termelétricas renováveis, estima-se a instalação de 2,3 GW. Desses, 532 MW já estão contratados (16 UTEs novas e 2 ampliadas), sendo: 7 UTEs a bagaço de cana (247 MW), 7 UTEs a cavaco/resíduos (180 MW), 2 UTEs a óleos vegetais (69 MW), 1 UTE a partir de incineração de resíduos sólidos urbanos (20 MW) e 1 UTE a capim elefante (18 MW), distribuídas no Centro-Oeste, Sudeste e Norte. Destaca-se a concentração das UTEs renováveis no Sudeste, principalmente associada à cultura da cana-de-açúcar. Já para a expansão indicativa são previstos 1,7 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com UTE a bagaço (952 MW), a biogás (400 MW), a incineração de RSU (350 MW) e a cavaco (35 MW).

A expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 30.198 km, ou seja, um aumento de 16% na extensão do sistema, sendo 24.450 km previstos para entrar em operação até 2029. Há expansão de linhas em todas as regiões com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas e interligam regiões isoladas ao SIN. Há também ampliação da rede para atendimento ao aumento da demanda por energia elétrica, em especial nas capitais. Destaca-se a grande expansão no Nordeste e no Sudeste, que visa escoar a expansão da geração eólica e fotovoltaica contratada na região, assim como ampliar as margens para novas conexões. No Norte, é observada a interligação Manaus-Boa Vista e o reforço do subsistema Acre/Rondônia. Já no Centro-Oeste, sobressaem as obras de reforço das interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. No Sul, têm destaque as linhas para escoamento da energia gerada em parques eólicos e reforço ao subsistema.

Para os empreendimentos de petróleo e gás natural, está previsto o início da produção de recursos convencionais em 96 Unidades Produtivas (UPs) contratadas e 13 Unidades Produtivas da União (UPUs), em áreas não contratadas (53 blocos em oferta permanente delimitados em 9 UPU + 4 UPU não subdivididas). As UPs *onshore* estão no Norte, Nordeste e Sudeste; enquanto as UPs *offshore* estão concentradas principalmente na região Sudeste, com ocorrência também

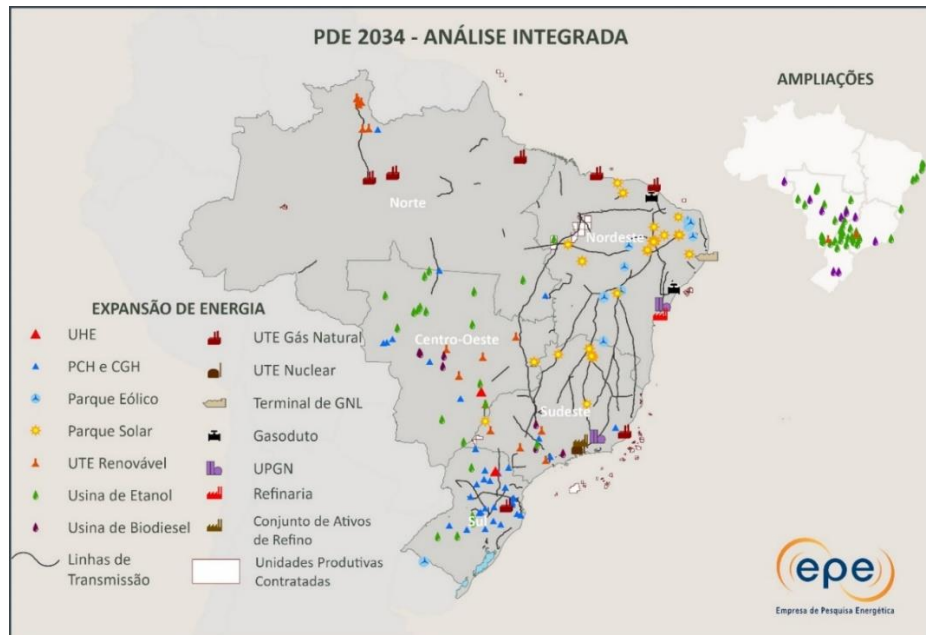
no Nordeste e na Margem Equatorial. Em relação ao abastecimento, estão planejadas: 1 refinaria nova no Nordeste e 1 conjunto de ativos de refino no Sudeste. E para a infraestrutura de gás natural: dois gasodutos previstos no Nordeste, duas UPGNs previstas (no Nordeste e no Sudeste) e um terminal de regaseificação de GNL previsto no Nordeste.

Para o etanol, está planejada a expansão de 13,1 bilhões de litros. Para se atingir tal volume é prevista a entrada em operação de 22 usinas planejadas, a ampliação de 43 usinas e a indicação de 3 bilhões de litros de etanol de milho. Das 22 usinas planejadas: 15 são de milho *full*, uma é de milho *flex*, três são de outros grãos e três são de cana-de-açúcar. Estão localizadas basicamente no Centro-Oeste, predominantemente em áreas de alta e média aptidão agrícola para cana-de-açúcar e que têm se mostrado viáveis também para a produção de etanol de milho. As 43 usinas em ampliação estão em quase todas as regiões (exceção do Norte) e se concentram no Sudeste do país.

Já para o biodiesel, o cenário de oferta do PDE 2034 prevê uma expansão de 4,4 bilhões de litros no decênio. Está prevista a instalação de oito novas usinas que se concentram na região Centro-Oeste, associadas principalmente ao cultivo da soja, principal matéria-prima. Também há unidades planejadas no Sudeste e no Norte. Há nove ampliações previstas, localizadas principalmente no Centro-Oeste, mas também há ampliações no Sudeste, Norte e Sul.

A Figura 1-8 apresenta a localização dos projetos previstos no PDE 2034¹⁵⁹.

Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2034



Fonte: Elaboração EPE.

¹⁵⁹ A Figura 10-1 apresenta apenas a expansão contratada (sistema elétrico) e prevista (petróleo, gás natural e biocombustíveis).

10.2.2 Temas Socioambientais

Os temas socioambientais têm o objetivo de sintetizar as interferências mais expressivas da expansão planejada ao meio ambiente e à sociedade, considerando as sensibilidades identificadas para cada região do País (EPE, 2012). Os temas são revistos a cada elaboração do Plano de acordo com a expansão prevista e interferências correlatas.

A análise visa indicar as principais interferências associadas ao planejamento da expansão da oferta de energia no horizonte decenal (considerando tanto a expansão contratada ou prevista quanto a expansão indicativa). Portanto, não se pretende contemplar todos os possíveis impactos socioambientais dos projetos. Destaca-se que as externalidades dos projetos são abordadas mais detalhadamente na fase de elaboração dos estudos de viabilidade e de licenciamento ambiental. Ainda vale destacar que, desde a fase de planejamento e licenciamento, até a operação dos empreendimentos, são adotadas medidas para evitar, reduzir ou compensar os impactos negativos, bem como potencializar os positivos.

É importante esclarecer que os riscos de acidentes associados a algumas fontes de produção de energia, como, por exemplo, os eventuais riscos de vazamento de óleo no mar ou da radiação de usinas nucleares, não são refletidos nos temas socioambientais. No entanto, essas questões são bastante discutidas entre os setores energético e ambiental, especialmente nos processos de licenciamento dos empreendimentos.

Diante dessas considerações, a análise socioambiental integrada do PDE 2034 contemplou sete temas socioambientais. A Tabela 10-2, na página a seguir, apresenta uma síntese contendo os temas socioambientais; as interferências representadas por cada um dos temas; e as justificativas para relevância do tema por região geográfica, considerando as principais interferências identificadas para cada fonte de energia em cada uma das regiões.

Tabela 10-2 - Síntese dos temas socioambientais do PDE 2034

Temas Socioambientais	Interferências representadas	Justificativas para relevância
Biodiversidade	Compreende a perda de indivíduos; a perda ou transformação de habitats naturais aquáticos ou terrestres; e impactos em ecossistemas e em suas funções. Retrata também complexidades observadas no processo de licenciamento ambiental.	N: interferências em habitats marinhos - Interferências em ambientes marinhos com lacunas de informação, refletindo no licenciamento ambiental (E&P) NE: interferências em habitats terrestres e marinhos - Efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação de interferência em habitats terrestres (EOL, UFV e LT) - Colisão de aves e de morcegos com aerogeradores (EOL) - Interferências na fauna marinha e em ambientes com biodiversidade elevada (E&P) CO: interferências em ecossistemas aquáticos - Efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios na fauna aquática, devido a projetos existentes e planejados (PCH e CGH) SE: interferências em habitats terrestres e marinhos - Efeitos cumulativos nos ecossistemas marinhos devido ao grande número de projetos (E&P) - Efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios na fauna aquática, devido a projetos existentes e planejados (PCH e CGH) - Interferências em remanescentes de Mata Atlântica (LT) S: interferências em habitats terrestres e fauna aquática - Efeitos combinados em remanescentes da Mata Atlântica (UHE, PCH, CGH e LT) - Efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios na fauna aquática, devido à concentração de projetos existentes e planejados (PCH e CGH)
Organização territorial	Retrata potenciais conflitos de uso e ocupação do solo. Também abarca interferências nos modos de vida de comunidades locais e impactos decorrentes da atração populacional e da pressão sobre infraestrutura local, equipamentos e serviços.	N: pressão sobre a infraestrutura, equipamentos e serviços - Processo histórico de atração de população para os centros urbanos e núcleos de apoio às atividades (E&P) NE: interferências nos modos de vida de comunidades locais - Restrições de acesso a ambientes ou a recursos naturais utilizados por comunidades locais (EOL) - Chegada das atividades em novas localidades e efeitos cumulativos devido à concentração de atividades na região (E&P <i>onshore</i>)
Paisagem	Refere-se ao impacto visual em paisagens naturais e urbanas.	NE: interferência visual na paisagem - Cumulatividade com parques existentes (EOL) S e SE: interferências em paisagens naturais e urbanas - Projetos em regiões serranas, de reconhecida beleza cênica (LT) - Projetos em paisagens urbanizadas, para atendimento a áreas de expansão urbana (LT)

Temas Socioambientais	Interferências representadas	Justificativas para relevância
Povos e terras indígenas	Vinculado à diversidade étnica, à questão territorial e à necessidade de gestão dos conflitos pelos recursos. Somam-se a isso os desafios dos processos de licenciamento ambiental e de consulta prévia, livre e informada.	N: interferências com povos e terras indígenas - Sobreposição e proximidade com terras indígenas, com complexidade no licenciamento ambiental (LT) S: interferências com povos e terras indígenas - Projeto em bacia declarada como território indígena com aumento da complexidade no licenciamento ambiental (UHE)
Qualidade do ar	Relacionado à emissão de poluentes atmosféricos na geração de energia elétrica.	S e SE: emissão de poluentes - Expansão em grandes centros urbanos e industriais com qualidade do ar afetada (UTE fóssil)
Recursos hídricos	Representa possíveis conflitos pelo uso dos recursos hídricos.	NE e SE: conflitos pelo uso da água - Aumento da demanda de água (UTE fóssil) - Desafios da operação em cenários de aumento de outros usos da água (UHE modernização) CO: conflitos pelo uso da água - Desafios da operação em cenários de aumento de outros usos da água (UHE modernização) S: conflitos pelo uso da água - Aumento da demanda de água (UTE fóssil)
Resíduos	Reflete a importância dos resíduos dos processos para geração de energia elétrica e produção de combustíveis.	SE: geração de resíduos - Resíduos radioativos que exigem gestão especial em função de sua periculosidade (UTE nuclear) - Cumulatividade com usinas existentes aumentando o volume de vinhaça, efluente de alto potencial poluidor (Etanol)

Legenda:

- (1) Regiões geográficas – N: Norte, NE: Nordeste, S: Sul, SE: Sudeste e CO: Centro-Oeste
- (2) Fontes de energia – UHE: usina hidrelétrica, EOL: eólica, UFV: usina fotovoltaica, LT: linha de transmissão, E&P: exploração e produção, PCH: pequena central hidrelétrica, CGH: central de geração hidrelétrica e UTE: usina termelétrica Fonte: Elaboração EPE.

A Tabela 10-3 apresenta a matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2034. Na matriz é possível ver, de forma sistematizada, os temas socioambientais relacionados às fontes de energia previstas no Plano e às regiões onde estão localizados. Dessa forma, visualiza-se a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

Tabela 10-3 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2034

Regiões → Fontes ↓	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
UHEs					
PCHs e CGHs		-			
UTES fósseis (gás natural)					
UTE nuclear	-	-	-		-
UTES renováveis		-			-
Eólica	-		-	-	
Solar fotovoltaica	-		-		-
Transmissão					
E&P de petróleo e GN			-		
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	-		-		-
Gasodutos	-		-	-	-
Etanol					
Biodiesel		-			

Legenda



biodiversidade



povos e terras indígenas



resíduos



interferências inexpressivas



organização territorial



qualidade do ar



paisagem



recursos hídricos

- não há previsão de expansão

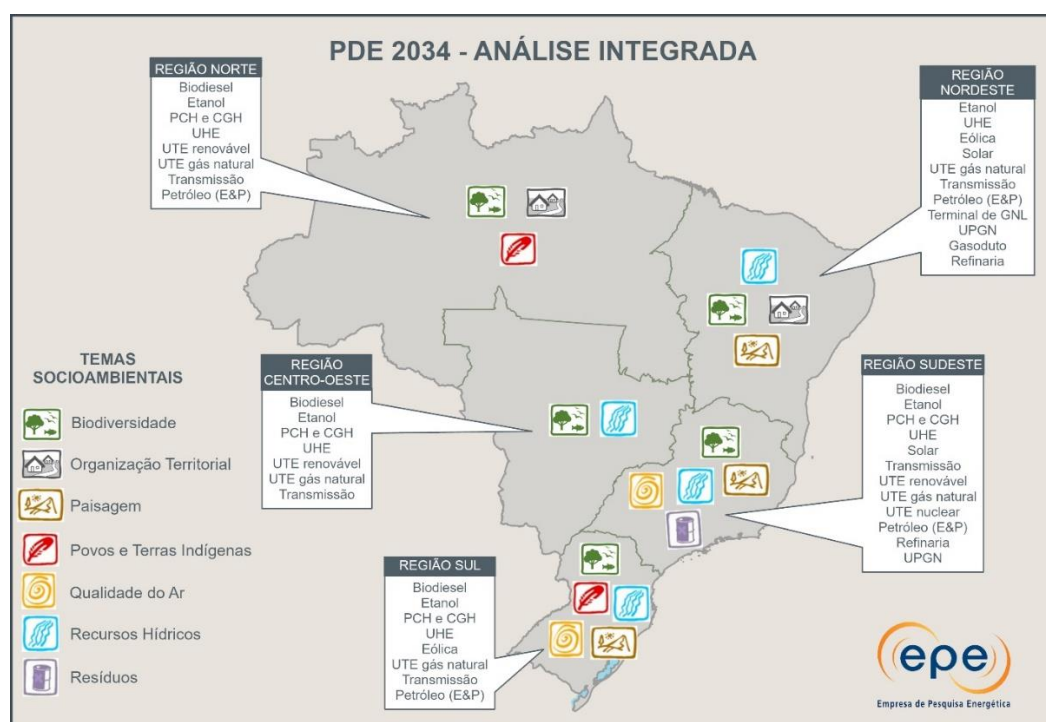
Notas:

- (1) A expressão “interferências inexpressivas” significa que apesar dos impactos existirem, não são tão expressivos diante da expansão e das sensibilidades regionais, não sendo identificados temas socioambientais relevantes.

- (2) Para os temas socioambientais relacionados à E&P de petróleo e gás natural e a UTE nuclear foram levadas em consideração as principais interferências associadas às atividades, não sendo considerados efeitos de eventuais acidentes.
- (3) Créditos dos ícones: EPE e designed by Flaticon

O mapa da Figura 10-2 ilustra as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada, indicando as fontes previstas na expansão por região e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região.

Figura 10-2 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2034



Fonte: Elaboração EPE.

Para a região Nordeste estão previstas todas as tipologias de empreendimentos com exceção de termelétricas renováveis e nucleares, usinas a biodiesel, PCHs e CGHs. É a região com maior expansão de eólicas e fotovoltaicas e consequentemente linhas de transmissão para seu escoamento. Dessa forma, sobressaem os efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação de interferências dessas três tipologias de empreendimentos, especialmente em habitats terrestres. Sendo assim, o tema que mais se destaca para a região Nordeste é Biodiversidade.

Para a região Sudeste estão previstas todas as tipologias de empreendimentos, com exceção das eólicas e gasodutos. Isso faz com que efeitos cumulativos e sinérgicos de solares e linhas de transmissão e de empreendimentos de óleo e gás reflitam em interferências em habitats terrestres e marinhos. Alia-se a diversidade das tipologias de empreendimentos, à grande concentração de empreendimentos em operação na região e os conflitos já existentes. Atualmente, destaca-se, conflitos por conta da crescente demanda pela água. Isto faz com que se atente para a modernização de hidrelétricas, visto que as usinas já enfrentam desafios de operação em cenários de restrição hídrica, e para as termelétricas previstas, uma vez que a

instalação de projetos em locais onde o balanço hídrico é desfavorável pode ocasionar conflitos pelo uso da água. Por esses motivos, o tema Recursos Hídricos se destaca na região Sudeste.

Para a região Sul destacam-se efeitos combinados de hidrelétrica, PCHs, CGHs e linhas de transmissão planejadas que interferem em remanescentes da Mata Atlântica. Juntam-se a isso, os efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios devido à quantidade de barramentos existentes somados às PCHs e às CGHs planejadas. Dessa forma, o tema que mais chama a atenção na região Sul é Biodiversidade.

Na região Norte a sensibilidade é em função das populações das terras indígenas. A proximidade com povos e terras indígenas, a complexidade da temática e o reflexo no processo de licenciamento ambiental da linha de transmissão prevista na expansão faz com que o tema Povos e Terras Indígenas se destaque na região.

Por último, na região Centro-Oeste é observada a expansão de PCHs e CGHs e os efeitos cumulativos e sinérgicos com hidrelétricas existentes numa mesma bacia, podendo gerar fragmentação de rios em regiões importantes para a fauna aquática. Dessa forma, o tema que mais se ressalta na região é Biodiversidade.

Sendo assim, diante da expansão prevista no PDE 2034, o tema Biodiversidade foi o que mais se evidenciou, estando em destaque nas regiões Nordeste, Sul e Centro-Oeste do País. Já o tema Recursos Hídricos se sobressaiu no Sudeste e o tema Povos e Terras Indígenas no Norte. Especial atenção deve ser dada a essas questões quando forem instalados os projetos energéticos previstos para cada uma das regiões.

10.2.3 Desafios Socioambientais Estratégicos

Os desafios socioambientais expõem a complexidade socioambiental de um assunto frente à expansão energética. De certa maneira, eles estão relacionados aos temas socioambientais relevantes, pois refletem as principais questões a serem enfrentadas. Os desafios considerados como estratégicos envolvem questões que podem representar riscos para uma expansão com sustentabilidade e demandam maiores esforços para sua resolução.

Ao levar em conta a expansão prevista no PDE 2034, a matriz e o mapa síntese correlatos à expansão, e a regionalização do País, observa-se que alguns temas se sobressaem aos demais. É o caso do tema Biodiversidade, que aparece em todas as regiões do Brasil e para diversas fontes de energia, e do tema Recursos Hídricos, também identificado em todas as regiões, com exceção do Norte.

Para além dos temas socioambientais, observa-se que o setor energético também enfrenta um importante desafio relacionado à mitigação e à adaptação às mudanças climáticas e a uma transição energética justa.

Dessa forma, foram considerados os seguintes desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2034: compatibilização da geração, produção e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; compatibilização da geração e produção de energia com outros usos da água; mitigação e adaptação às mudanças climáticas e transição energética justa e inclusiva.



Compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade

O uso dos recursos naturais pelo setor energético, assim como as demais atividades humanas, acarreta processos impactantes negativos sobre a biota, seja diretamente sobre os indivíduos, nos habitats ou em processos ecológicos.

A expansão concentrada de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos traz desafios para a gestão das interferências na biodiversidade, principalmente em função de possíveis efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação desses projetos com as linhas de transmissão planejadas para escoar sua energia. Atualmente, as iniciativas do setor têm sido promovidas na escala de projeto, buscando evitar ou minimizar a supressão de vegetação nativa e adotando medidas para mitigar, monitorar e compensar interferências, como programas de recuperação de áreas degradadas e monitoramento da avifauna. Já no caso de linhas de transmissão, desde a fase de planejamento é notável a articulação do setor para reduzir as interferências, como o desvio do traçado de remanescentes de vegetação nativa e de outras áreas de importância regional para a conservação da biodiversidade.

No mesmo sentido, a conservação da biodiversidade também é um desafio para empreendimentos hidrelétricos em regiões sensíveis ou fragmentadas por uma grande quantidade de barramentos. Para lidar com esta questão, a principal ferramenta utilizada tem sido os estudos que consideram os efeitos de todo o conjunto de projetos em uma bacia hidrográfica, como a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e o Estudo Integrado de Bacia Hidrográfica (EIBH). Além disso, os guias e protocolos de sustentabilidade e a adoção de padrões de desempenho socioambientais de instituições como a Associação Internacional de Hidrelétricas (IHA) e o Grupo Banco Mundial contribuem para a difusão das melhores práticas internacionais em todas as etapas do projeto hidrelétrico.

O setor petrolífero também enfrenta o desafio de compatibilizar suas atividades com a conservação da biodiversidade e, por isso, tem empenhado esforços para um planejamento integrado com o setor ambiental. Destaca-se a realização das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS), que buscam conciliar o desenvolvimento das futuras atividades de petróleo e gás natural com os aspectos socioambientais regionais. Para as áreas que ainda não foram submetidas às AAAS, se mantém a manifestação conjunta prévia à oferta de blocos, realizada por ANP e Ibama, ouvidos também os órgãos ambientais estaduais. Também pode ser citada a realização de discussões intersetoriais para promover boas práticas e aprimorar procedimentos do processo de licenciamento ambiental de atividades de E&P. Outro instrumento que merece destaque para compatibilizar atividades econômicas e a conservação da biodiversidade marinha é o Planejamento Espacial Marinho (Box 10.1).

Por fim, destaca-se a ferramenta interativa da EPE BiodivEPE – Biodiversidade no planejamento de projetos de energia. O objetivo da ferramenta é auxiliar a sociedade a incorporar externalidades ambientais e reduzir ameaças à biodiversidade desde as fases iniciais do planejamento de projetos do setor de energia. Dessa forma, busca-se promover a sustentabilidade ao abrir possibilidades no processo de tomada de decisão sobre alocação e desenho de projeto em relação aos impactos sobre a biodiversidade (EPE, 2022a).

As inúmeras iniciativas, as articulações e os esforços mencionados traduzem a importância e o caráter estratégico desse desafio para os setores energético e ambiental. Dessa forma, é fundamental prosseguir com a busca por soluções conjuntas que estejam em consonância com as políticas de desenvolvimento energético e de conservação da biodiversidade.

Box 10.1 Planejamento Espacial Marinho (PEM)

O Planejamento Espacial Marinho (PEM) é um instrumento fundamental para o ordenamento territorial dos usos do espaço e dos recursos naturais marinhos. A elaboração do PEM brasileiro vem sendo coordenada pela Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), com apoio do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA, 2023). A CIRM dividiu o extenso litoral brasileiro em quatro regiões que serão estudadas sequencialmente: Sul, Sudeste, Nordeste e Norte. O PEM para a região Sul do país (PEM Sul) já está em andamento, sob financiamento do BNDES, que realizou licitação vencida pela empresa Codex Remote.

A expectativa é que o PEM consiga dirimir conflitos entre as diversas atividades que já se desenvolvem no espaço marinho, além de atividades que apresentem potencial a ser explorado, incluindo a exploração e produção de petróleo e gás natural e a geração eólica *offshore* (Marinha do Brasil, 2024). Desde maio de 2024, a EPE integra o subgrupo técnico do PEM (SECIRM, 2024).



Compatibilização da geração e produção de energia com outros usos da água

A água é um recurso natural essencial para diversas atividades, como o abastecimento humano, a dessedentação animal, a irrigação, a geração de energia, a navegação, o lazer, dentre outras. Conforme preconizado na Lei n. 9.433/1997, a gestão dos recursos hídricos tem o papel de promover esse uso múltiplo, compatibilizando os diferentes interesses e demandas e evitando possíveis conflitos.

A gestão dos recursos hídricos é complexa, principalmente em regiões em que há grande demanda pelo recurso ou, ainda, em áreas de baixa disponibilidade de água. Considerando a previsão da demanda crescente por água¹⁶⁰, os conflitos tendem a aumentar no futuro, com o aumento da quantidade e da diversidade de usuários. Essa situação se agrava ao considerarmos as projeções climáticas, em que são previstos o aumento na frequência e na duração de eventos de seca para boa parte do País, além de variações nos padrões de chuva para todas as regiões (Brasil, 2024). Todas essas questões podem potencializar conflitos de uso pela água.

Nesse contexto, o setor energético tem papel relevante como usuário dos recursos hídricos. A água é usada como insumo primário para a geração de energia hidrelétrica ou em parte do processo produtivo, para resfriamento de usinas termelétricas, limpeza de painéis fotovoltaicos e irrigação de cana-de-açúcar. Além disso, o setor ainda armazena e regulariza a água por meio dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Diante da expansão, esse desafio foi considerado relevante para usinas hidrelétricas, termelétricas não renováveis e solares fotovoltaicas, assim como para a produção de etanol.

¹⁶⁰ Informe Anual da Conjuntura de Recursos Hídricos 2023 (ANA, 2024).

No que diz respeito às hidrelétricas, o aumento dos outros usos da água nas bacias hidrográficas pode resultar tanto na redução da produção de energia, em função do aumento das retiradas para os usos consuntivos a montante das hidrelétricas, quanto na ampliação da inflexibilidade da geração hidrelétrica, por meio do estabelecimento de restrições operativas às UHEs. A disponibilidade hídrica para geração hidrelétrica se torna mais desafiadora ao levarmos em conta alterações já observadas e projetadas em relação aos padrões de chuvas e à ocorrência de eventos extremos, como secas prolongadas. Tais questões são cada vez mais relevantes para a operação de UHEs existentes, para a modernização e repotenciação hidrelétrica e para a expansão de novas usinas.

Para as usinas termelétricas e fotovoltaicas, compatibilizar a expansão prevista com outros usos da água pode ser um desafio em regiões que tradicionalmente apresentam déficit hídrico. As alterações do clima previstas também trazem mais preocupação para a questão, visto que, além de potencializar condições existentes, devem causar períodos de escassez hídrica em diversas regiões brasileiras. Considerando isso, deve-se atentar para o uso de tecnologias com baixo consumo de água, ou que evitem o acúmulo de sujeira, além de priorizar outras fontes de água, como a água do mar. Já para a produção de etanol, a disponibilidade hídrica pode ser uma questão ao se considerar o volume de água para irrigação e a alta concentração de usinas em uma região já industrializada e com crescente demanda pela água.

No âmbito geral, o Plano Nacional de Recursos Hídricos 2022-2040 (MDR, 2022) é um importante instrumento para a gestão de recursos hídricos no País. Ele apresenta diversos aspectos relacionados à integração da Política Nacional de Recursos Hídricos com a geração de energia, possuindo interface com o PDE e com o Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas (PRR) (CNPE, 2022). O PRR, por sua vez, busca melhorar a integração de políticas, planejamento, governança e regulação do setor elétrico e dos demais setores usuários de recursos hídricos no sentido de garantir a segurança energética e a segurança hídrica, preservando os usos múltiplos da água.

Em suma, o setor energético tem a responsabilidade de otimizar o uso do recurso hídrico na geração e reduzir o consumo quando possível. Para isso, deve buscar promover o incentivo à pesquisa, o monitoramento e a implantação de práticas e tecnologias mais eficientes. Paralelamente, é fundamental manter o diálogo constante com os órgãos gestores dos recursos hídricos a fim de buscar soluções para compatibilizar os usos múltiplos da água e evitar conflitos de uso.



Mitigação e adaptação às mudanças climáticas

O setor energético está fortemente relacionado com as questões climáticas seja pela mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na produção e uso de energia, seja pela sua necessidade de adaptação dos projetos energéticos às alterações do clima.

A mitigação das emissões de GEE é particularmente desafiadora para toda a cadeia do petróleo, gás natural e derivados, considerando ainda a significativa expansão prevista. Diante desse quadro, as empresas estão se adaptando e se comprometendo com ações no intuito de contribuir com os esforços de transição para uma economia de baixo carbono. Como exemplo, podem ser citados: a redução das emissões de GEE das operações; a implementação de

tecnologias de captura e armazenamento ou uso de carbono¹⁶¹; o investimento em projetos de energia renovável, como a eólica *offshore*; incentivos à substituição por combustíveis renováveis ou de baixa emissão, como hidrogênio; e a implementação de mecanismos de compensação de emissões, por meio de projetos de conservação e restauração florestal.

Sobre as iniciativas governamentais, destaca-se o Plano Clima - Mitigação (Box 10.2). O Plano, que será composto por planos setoriais de mitigação, busca identificar as alternativas mais custo-efetivas para o país reduzir emissões. A implementação dos planos setoriais de mitigação e do mercado de carbono, incluindo o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), são pontos importantes para impulsionar a redução das emissões e atender os compromissos climáticos do país. Também vale mencionar o Programa Energias da Amazônia (Box 10.5) e o Programa Combustível do Futuro, que fomenta o uso de combustíveis com baixa intensidade de carbono e integra outras políticas, como o Renovabio, o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel e Metano Zero.

Box 10.2 Plano Clima

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima, o Plano Clima, é um instrumento da Política Nacional de Mudança do Clima (Lei n. 12.187/2009) que traz a estratégia da política climática brasileira. Em 2023, o CIM¹ determinou a atualização do Plano Clima, abrangendo o período 2024 a 2035. O Plano está sendo estruturado em duas frentes: Mitigação e Adaptação. Para cada uma foi estabelecido um grupo de trabalho temporário (GTT), responsável por elaborar as propostas das Estratégias Nacionais e dos Planos Setoriais de Mitigação e de Adaptação.

A Estratégia Nacional de Mitigação apresentará as metas nacionais de mitigação das emissões de gases de efeito estufa para 2030 e 2035. Por sua vez, a Estratégia Nacional de Adaptação terá como objetivo reduzir a vulnerabilidade aos impactos da mudança do clima por meio da promoção da capacidade adaptativa e resiliência.

No âmbito dos planos setoriais, são 7 planos de Mitigação² e 16 de Adaptação³. Cada Plano deve conter contexto setorial; objetivos e prioridades; metas; programas e medidas específicas para o alcance das metas, incluindo as respectivas metas, indicadores, custos, fontes de financiamento e outros meios de implementação; propostas de revisão do arcabouço normativo setorial visando alinhamento aos objetivos, prioridades e metas setoriais de mitigação; e governança para a gestão, monitoramento e avaliação do plano setorial, incluindo mecanismos de participação e transparência.

A EPE participa dos GTTs de Mitigação e de Adaptação, em apoio ao MME, e tem contribuído com a elaboração das Estratégias Nacionais e dos Planos Setoriais. Informações sobre o andamento do trabalho dos GTTs para os planos setoriais estão disponíveis em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/composicao/smc/dcol/cim/grupos-de-trabalho-gtt>

¹ Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima instituído pelo Decreto Federal n. 11.550/2023.

² Agricultura e pecuária; Uso da terra e florestas; Cidades e mobilidade urbana; Energia (energia elétrica e combustíveis); Indústria; Resíduos; e Transporte.

³ Agricultura e pecuária; Biodiversidade; Cidades + Mobilidade; Gestão de Riscos e Desastres; Indústria; Energia; Transportes; Igualdade racial e combate ao racismo; Povos e Comunidades Tradicionais; Povos Indígenas; Recursos Hídricos; Saúde; Segurança Alimentar e Nutricional; Oceano e Zona Costeira; Turismo; Agricultura Familiar.

¹⁶¹ CCS - captura e armazenamento de carbono; CCUS - captura e uso de carbono; BECCS ou Bio-CCS - bioenergia com captura e armazenamento de carbono; e DACCS ou DAC - captura direta de CO₂.

Quanto à adaptação, está claro que o Brasil enfrenta o desafio de se adaptar às mudanças do clima já observadas e se preparar para aquelas projetadas nos cenários de aquecimento global. Todo o sistema energético está sujeito aos fenômenos climáticos e necessita incorporar ações de adaptação nas escalas de planejamento, operação, transmissão e distribuição. As principais ameaças climáticas observadas para o sistema energético têm sido: variações nos padrões de chuva; aumento da temperatura média; e ocorrência de eventos extremos como ondas de calor, secas e chuvas intensas com ventos fortes e descargas atmosféricas. Tais ameaças podem impactar: a disponibilidade de recursos; a demanda de energia; a eficiência de equipamentos; e as infraestruturas e os serviços energéticos, afetando a operação, geração, transmissão e distribuição de energia e, consequentemente, o acesso.

Dentre as iniciativas para tratar a questão, o Plano Clima – Adaptação (Box 10.2), que contará com planos setoriais de adaptação, será referência nacional para promover a redução da vulnerabilidade às alterações climáticas e gerir seus riscos. Cabe mencionar também estudos voltados para compreender melhor as vulnerabilidades no sistema elétrico e aumentar sua resiliência, como o *Roadmap* de resiliência climática, em elaboração no âmbito do PRR (Box 10.3).

Por fim, é indiscutível que a tendência é o setor energético direcionar cada vez mais esforços para o desenvolvimento de novas soluções e tecnologias de medidas de mitigação e adaptação, levando-se em conta o processo de transição energética desejado e os compromissos brasileiros.

Box 10.3

Roadmap para fortalecimento da resiliência climática do setor elétrico

O Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas (PRR) foi estruturado em 31 ações divididas em diferentes horizontes de implementação, de curto, médio e longo prazo, e em quatro grandes frentes de atuação: aspectos físicos dos reservatórios; dinâmica de operação dos reservatórios; planejamento da operação e da expansão do SIN; e modelagem matemática.

O *Roadmap* se refere à ação de curto prazo n. 17, está sob responsabilidade da EPE, e tem previsão de finalização em 2025. Essa ação propõe a elaboração de um roteiro para discutir iniciativas e estratégias para o fortalecimento da resiliência do setor elétrico frente às mudanças climáticas. As etapas envolvem pesquisa bibliográfica, desenvolvimento metodológico, capacitação e identificação de base de dados e publicação com cenários de resiliência climática para o SIN.

Em 2023, foi publicada a Nota Técnica Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas – Revisão Bibliográfica. A NT contém uma pesquisa bibliográfica acerca de resiliência, mudanças climáticas e adaptação. O objetivo foi sistematizar as principais referências identificadas (instituições, estudos, base de dados e ferramentas) e construir um panorama do conhecimento sobre a resiliência climática em sistemas elétricos em um contexto de adaptação das mudanças climáticas. O Caderno Síntese apresenta um resumo do estudo.

Para mais informações acesse: [Nota Técnica Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas – Revisão Bibliográfica](#)



Transição energética justa e inclusiva

Considerando o contexto nacional, é fundamental que a transição energética contribua para o desenvolvimento social e econômico com foco na redução das desigualdades do País. Portanto, apesar de o Brasil ter alcançado uma matriz energética altamente renovável, a transição energética brasileira deve abranger muito mais do que uma substituição tecnológica. Dessa forma, o setor energético tem o grande desafio de buscar uma transição energética justa e inclusiva.

Nesse sentido, é necessário incluir as pessoas no processo, colocando-as no centro das políticas públicas, a fim de combater a pobreza energética e garantir o acesso à energia confiável, moderna e com preço acessível a todas as camadas da população, conforme preconiza o ODS 7¹⁶². Ainda, deve-se levar em conta que há transições energéticas variadas a serem realizadas no Brasil, pois compreender as diferenças é reforçar o compromisso de reduzir desigualdades e catalisar esforços. Para lidar com isso, são necessárias estratégias e políticas públicas que considerem desde aspectos regionais até a escala comunitária, enxergando diversos recortes da sociedade.

Com esse panorama, o caminho do País para a transição energética justa e inclusiva se depara com diversas questões. Dentre elas, podem ser citadas: garantir a geração e distribuição de benefícios (empregos e renda); eliminar a desigualdade no acesso aos serviços energéticos; fomentar ações específicas para grupos vulnerabilizados; reduzir a disparidade de gênero e da desigualdade étnico-racial; e garantir a participação social inclusiva com transparência e responsabilidade.

Box 10.4

Eólicas e a responsabilidade social

Nos últimos três anos foram frequentes reportagens, artigos e relatórios sobre conflitos entre parques eólicos e comunidades locais no Nordeste brasileiro. Dentre o material produzido, destaca-se o relatório "Salvaguardas Socioambientais para a Energia Renovável" (Actionaid et al., 2024), que reflete demandas das comunidades locais e propostas para soluções de problemas vivenciados. As temáticas mais frequentemente tratadas nas salvaguardas foram: ordenamento territorial; informação, comunicação e participação das comunidades em todas as fases dos projetos; preocupação com os impactos ambientais e suas medidas mitigadoras; contratos justos pelo uso da área; conformidades socioambientais do empreendedor como condição para obtenção de autorizações da Aneel; e prevenção e tratamento de casos de assédio e violência contra a população local.

Em resposta às demandas da sociedade por uma melhor comunicação com o poder público sobre impactos e conflitos associados aos empreendimentos de energia renovável no Nordeste, o Governo Federal estabeleceu, em setembro de 2023, a Mesa de Diálogo "Energia Renovável: direitos e impactos" (Brasil, 2023a). O setor eólico, por sua vez, lançou seu Guia de Boas Práticas Socioambientais para o Setor Eólico (Gaja e Abecedária 2024), que "pretende apresentar à sociedade exemplos de atuação socioambiental responsável de projetos de energia eólica no Brasil e inspirar outros empreendedores a também adotarem Boas Práticas Socioambientais na cultura de responsabilidade corporativa de suas empresas".

Leia mais sobre o assunto na Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2034".

¹⁶² Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 – Energia limpa e acessível (<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>).

Diante disso, estão em andamento algumas iniciativas governamentais. Na linha de fomentar ações para grupos vulnerabilizados, o Programa Luz para Todos visa fornecer acesso à energia elétrica para populações rurais e remotas da Amazônia Legal. O Programa também prioriza famílias com baixa renda e comunidades indígenas, quilombolas, assentamentos rurais e comunidades impactadas diretamente por empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica. Com a mesma lógica, a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) beneficia famílias com baixa renda, com destaque para famílias indígenas e quilombolas inscritas no Cadastro Único.

Por fim, como iniciativas visando a participação social, podem ser citadas: a criação da “Mesa de Diálogo Energia Renovável: direitos e impactos”, com a atribuição de buscar soluções para conflitos relacionados a empreendimentos de energia renovável (Box 10.4); e a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), com suporte do Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE) e do Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE), que permitirá ampliar a participação social nas discussões sobre a transição energética.

Para mais informações, ver Cap. 11 – Transição Energética, item 11.2 - Desafios Socioambientais da Transição Energética.

10.2.4 Oportunidades Socioambientais Estratégicas

As oportunidades socioambientais representam a possibilidade de agregar valor socioambiental à expansão energética. Aquelas avaliadas como estratégicas apresentam um alto potencial para proporcionar melhorias socioambientais, mas ainda são pouco exploradas. Para que as oportunidades se concretizem, é fundamental que possuam uma conjuntura favorável.

Tendo isso em vista, na análise das fontes energéticas, foram indicadas oportunidades associadas a cada uma das fontes. A partir desse levantamento, foram vislumbradas as seguintes oportunidades socioambientais estratégicas para a expansão: o aproveitamento energético dos resíduos, a otimização de recursos e de infraestrutura e os mecanismos de sustentabilidade e de descarbonização para projetos energéticos.



Aproveitamento energético dos resíduos

A oportunidade de aproveitar energeticamente os resíduos é abordada no âmbito do planejamento energético em função da alta disponibilidade de resíduos agropecuários e urbanos em todas as regiões brasileiras. Mais do que alcançar soluções apropriadas para a correta disposição de resíduos, buscar alternativas de seu aproveitamento como recurso energético é uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos. Vale destacar a possibilidade de obtê-los a partir de diferentes matérias-primas e rotas, o que permite uma variedade de usos energéticos, tais como combustíveis veiculares, com o biometano, e geração elétrica, a partir do biogás ou da incineração.

Nota-se que ainda há potencial energético considerável e diversificado a ser aproveitado, dentre os quais destacam-se os seguintes recursos: vinhaça, resíduos sólidos urbanos (RSU), agropecuários e efluentes domésticos, para a produção de biogás ou combustível derivado de resíduo; sebo bovino e óleo usado, para a produção de biodiesel; e resíduos florestais e agrícolas,

como palha e ponta da cana-de-açúcar, para a geração elétrica. Além do ganho energético, a utilização desses substratos pode contribuir para melhor gestão ambiental das regiões produtoras.

Cabe citar a importância da produção de biogás utilizando biodigestores, pois reduz-se o envio de componentes para aterros e ainda é gerado o digestato, um rico biofertilizante. Especialmente no caso de uso energético de RSU e efluentes domésticos, é notável a sua potencialidade para promover o saneamento básico, questão socioambiental crítica nas grandes metrópoles do País.

No que se refere ao aproveitamento energético, há grande arcabouço que inclui compromissos, planos e outros dispositivos legais voltados para o assunto. Dentre os planos, destacam-se o Planares¹⁶³ que estabeleceu diretrizes para estimular o desenvolvimento do uso de resíduos para geração de energia e o Plano ABC+¹⁶⁴ que visa uma agropecuária sustentável, incluindo a produção de bioenergia.

Recentemente, vale destacar a Lei do Combustível do Futuro (Lei n. 14.993/2024) que inclui o “Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano”, que busca estimular a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira. O Programa RenovaBio segue como a importante política relacionada a biocombustíveis. No entanto, muito em função do compromisso Global sobre Metano, houve iniciativas importantes direcionadas especificamente para o uso e a produção de biogás e biometano no Brasil, como o Programa Metano Zero (MMA, 2022b), instituído no âmbito da Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano (Decreto n. 11.003/2022). Em outra escala, destaca-se o Projeto GEF Biogás Brasil¹⁶⁵, que busca promover a energia de biogás e o fortalecimento da cadeia nacional de valor da tecnologia de biogás.

Finalmente, impulsionar a gestão de resíduos no País a partir de seu aproveitamento energético é uma grande oportunidade. A melhoria dessa gestão pode envolver modelos de negócios sustentáveis com a geração de energia e ainda proporcionando diversos ganhos sociais, ambientais e econômicos para a sociedade brasileira.



Otimização de recursos e de infraestrutura

Empreendimentos já instalados para produção, geração e transporte de energia podem ser otimizados ou utilizados para outros fins, contribuindo para melhor aproveitamento do recurso energético e para a minimização de impactos ambientais que seriam gerados com novas obras de infraestrutura.

Por meio da repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas existentes é possível incrementar a capacidade hidrelétrica brasileira, otimizando o aproveitamento dos recursos hídricos para a geração de energia. Os níveis de confiabilidade e eficiência do parque hidrelétrico

¹⁶³ Plano Nacional de Resíduos Sólidos, aprovado pelo Decreto n. 11.043/2022.

¹⁶⁴ Plano Setorial para Adaptação à Mudança do Clima e Baixa Emissão de Carbono na Agropecuária, com vistas ao Desenvolvimento Sustentável (2020-2030) - ABC+ (MAPA, 2021)

¹⁶⁵ Projeto liderado pelo MCTI. O MME compõe o Comitê Diretor (GEF Biogás Brasil, 2024).

existente poderão ser aprimorados, além de representar grande oportunidade na medida em que se evitam interferências socioambientais e os riscos associados à construção de novos projetos e se busca uso mais eficiente do recurso hídrico.

Ao considerar a importância, a dimensão e a idade do parque hidrelétrico brasileiro existente, é observado potencial significativo (50 GW) para repotenciação e modernização de UHEs no País (EPE, 2019a). Iniciativas recentes mostram movimentação do setor elétrico para a modernização de UHEs, tais como aprovações, pela Aneel, de projetos básicos de ampliação de UHEs. No PDE 2034, ações de repotenciação e modernização representam percentual considerável da expansão de UHEs prevista para o período do estudo (96%). Entretanto, ressalta-se que de modo a alavancar esse novo mercado, ainda são necessários aprimoramentos regulatórios e nos instrumentos de incentivos econômicos capazes de mobilizar mais empreendedores para esse fim.

Especificamente no caso de PCHs, além da possível reativação ou repotenciação de empreendimentos existentes, reservatórios construídos para outros fins (como abastecimento de água) podem ser aproveitados também para a geração de energia. Iniciativas desse tipo se revelam também como oportunidade de otimização do uso dos recursos hídricos.

Adicionalmente, mecanismos que incentivem a hibridização das fontes com empreendimentos já existentes (geração de energia solar fotovoltaica em reservatórios de hidrelétricas ou em parques eólicos existentes, por exemplo) podem fomentar o compartilhamento de sistemas elétricos, minimizando a necessidade de novas obras e reduzindo os impactos socioambientais associados. A regulação já permitia, no SIN, o compartilhamento de terreno e sinergias construtiva e operativa (EPE, 2019b) e mais recentemente a Aneel aprovou a regulamentação para usinas híbridas e associadas¹⁶⁶.

A infraestrutura, a tecnologia e o conhecimento do setor petrolífero também podem ser aproveitados para outros tipos de produção de energia, minimizando os impactos socioambientais associados à implantação de novas instalações. Como exemplo, a infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural existente pode ser utilizada, com adaptações ou não, para outros produtos como: o biometano; e o hidrogênio azul e turquesa, produzidos a partir do gás natural e que estão entre as rotas vislumbradas para o Programa Nacional de Hidrogênio. Cabe destacar que para viabilizar as rotas de hidrogênio azul e turquesa é necessária a integração com tecnologias de remoção de dióxido de carbono (CCS, CCUS). A expertise do setor petrolífero na instalação de estruturas, logística e operações no ambiente marinho também poderá beneficiar o desenvolvimento da eólica *offshore*.



Mecanismos de sustentabilidade e de descarbonização para projetos energéticos

Há uma conjuntura global de pressão pela construção de um cenário de negócios cada vez mais sustentável, que parte de maior envolvimento e comprometimento com a

¹⁶⁶ Resolução Normativa Aneel n.954/2021, que alterou o marco regulatório anterior, com o objetivo de promover e viabilizar os investimentos nos arranjos híbridos.

descarbonização e com a comunidade local, assim como com a manutenção dos recursos naturais e dos serviços ecossistêmicos. Nesse sentido, são criados diferentes mecanismos visando promover a sustentabilidade, contribuir para uma trajetória de baixo carbono e agregar valor socioambiental aos projetos de energia.

O setor energético tem o papel de usuário de serviços ecossistêmicos, possuindo relação de interdependência com o clima e os recursos naturais. Partindo dessa ideia, foi vislumbrada como oportunidade investir em práticas de sustentabilidade que resultem em múltiplos benefícios, inclusive energéticos, obtidos com a sinergia de ações relacionadas ao meio ambiente.

Por conta da forte dependência da disponibilidade do recurso hídrico, oportunidades dessa natureza são evidentes para empreendimentos hidrelétricos. Com esse foco, projetos hidrelétricos têm desenvolvido programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSAs), ancorados pela Lei n. 14.119/2021, com arranjos que reconhecem os proprietários rurais como provedores de serviços como a proteção e recuperação de mananciais hídricos. Além disso, vale mencionar a abordagem da Adaptação baseada em Ecossistemas (AbE), que utiliza a biodiversidade e os serviços ecossistêmicos para gerar benefícios múltiplos em estratégias de adaptação às alterações climáticas. O PRR também propõe ações nessa linha, como a revitalização e a recuperação de bacias hidrográficas consideradas prioritárias.

Alguns dos resultados de tais medidas são: a melhoria na qualidade e na disponibilidade da água; o controle da erosão e sedimentação, aumentando a eficiência dos reservatórios; a minimização de efeitos de secas e cheias; e a promoção da biodiversidade. Assim, também são esperados benefícios para a gestão do sistema elétrico, aumentando a sua resiliência frente às alterações climáticas.

Com o avanço na criação de instrumentos de certificação voltados para a descarbonização, surgem oportunidades para todas as fontes renováveis. Dentre os mecanismos já implementados, destaca-se a transação regulamentada no programa brasileiro Renovabio, em que o produtor certifica sua produção de biocombustíveis e pode vender créditos de descarbonização (CBios), calculados em função de notas de eficiência energético-ambiental.

No caso de empreendimentos elétricos renováveis, é possível buscar a certificação para transacionar certificados de energia renovável que atendam aos padrões reconhecidos para contabilização em inventários de emissões. Além do ganho financeiro, as oportunidades citadas possibilitam aos projetos renováveis obterem reconhecimento a partir de selos de sustentabilidade.

A geração de créditos de carbono e sua comercialização em mercados voluntários e regulados de carbono também representa importante instrumento. Nesse sentido, vale destacar alguns avanços para elaborar a proposta de regulamentação e implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) e dos planos setoriais de mitigação e adaptação. A implementação desses instrumentos e do mercado de carbono são importantes para impulsionar a redução das emissões e atender aos compromissos climáticos do país.

Sob o mesmo contexto de incentivo à sustentabilidade, as instituições financeiras desenvolveram diretrizes e padrões de desempenho ambiental como os definidos pela *International Finance Corporation* (IFC) e as signatárias dos Princípios do Equador. Cada vez

mais, as empresas de energia se adequam a esses instrumentos de financiamento. As empresas também vêm adotando práticas de ESG (sigla em inglês para Ambiental, Social e Governança) e que observam os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Essas ações resultam em benefícios socioambientais e contribuem com uma imagem positiva dessas empresas perante a sociedade.

Em uma perspectiva mais ampla, os tratados internacionais como a Agenda de Desenvolvimento Sustentável – Agenda 2030 e o Acordo de Paris (2015), dentre outros, consolidam esse movimento por meio de compromissos voluntários e propostas de metas a serem alcançadas pelas empresas. Diante desse contexto, é fundamental que o setor siga identificando mecanismos que promovam a sustentabilidade ao mesmo tempo que geram benefícios energéticos e agregam valor socioambiental e econômico aos projetos.

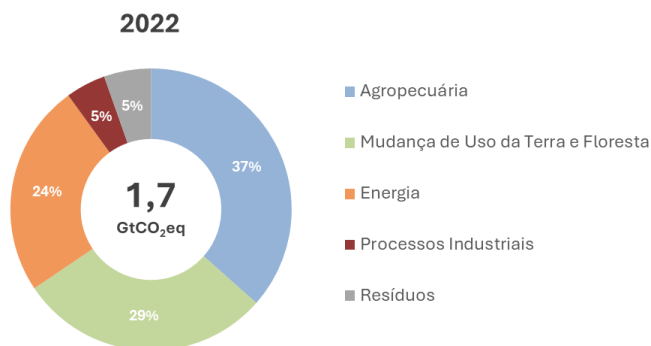
10.3 Energia e Mudança do Clima

O setor energético está fortemente relacionado com as questões climáticas seja pela sua relevância nas emissões de GEE na produção e uso de energia, seja pela sua vulnerabilidade às alterações do clima. Dessa maneira, as políticas e as discussões climáticas são determinantes para o planejamento energético.

As projeções de emissões associadas à expansão da produção e do uso de energia dos setores produtivos apresentadas no PDE servem como subsídio para definir as estratégias nacionais relacionadas às mudanças climáticas. Ao mesmo tempo, o próprio PDE já incorpora o resultado da adoção das medidas de mitigação e de adaptação em curso e previstas no horizonte decenal.

O setor de energia brasileiro se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. De acordo com o SEEG (2024), a participação do setor energético no perfil das emissões líquidas brasileiras foi de 24% em 2022. No panorama geral (Figura 10-3 - Distribuição das emissões de GEE no Brasil, por setor, no ano de 2022), em 2022, os setores que mais emitiram GEE foram: Agropecuária (37%) e Mudança de uso do da terra e floresta (29%).

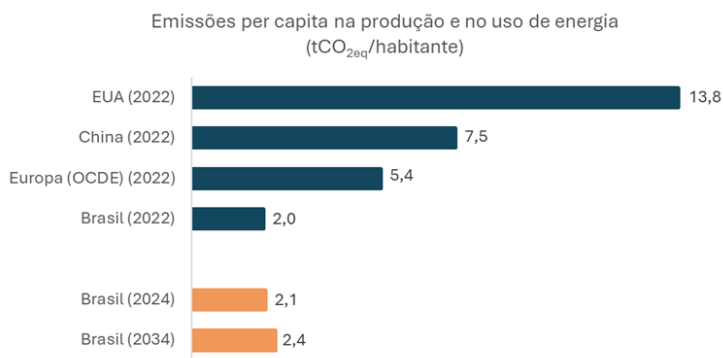
Figura 10-3 - Distribuição das emissões de GEE no Brasil, por setor, no ano de 2022



Fonte: SEEG – Sistema de Estimativa de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, Observatório do Clima, acessado em 14/08/2024 – seeg.eco.br.

Contudo, tendo em vista a transição energética justa e inclusiva desejada, o Brasil ainda tem um caminho longo a percorrer para atingir padrões socioeconômicos comparáveis aos de países desenvolvidos e para reduzir suas desigualdades sociais. Como mostrado adiante, as emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis. Dessa forma, espera-se um aumento nas emissões brasileiras per capita na produção e no uso de energia. Todavia, comparativamente a EUA, China e Europa (OCDE), as emissões brasileiras per capita são baixas e chegam a 2,4 tCO₂eq em 2034, valor bem inferior ao desses países em 2022, conforme pode ser visto na Figura 10-4.

Figura 10-4 - Emissões per capita na produção e no uso de energia



Fonte: EPE e IEA, 2024.

Os próximos tópicos buscam apresentar compromissos nacionais relacionados às mudanças climáticas, tratar de medidas de mitigação e adaptação e compreender o perfil de emissões projetado neste PDE.

10.3.1 Acordos e políticas climáticas

O Brasil, signatário do Acordo de Paris, fez a terceira atualização da sua Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC¹⁶⁷ (BRASIL, 2023b) e se comprometeu com a redução de 48,4% de suas emissões de GEE em 2025 e de 53,1% em 2030, tendo 2005 como ano base. Além disso, reiterou o objetivo de longo prazo de alcançar a neutralidade climática até 2050. Cabe observar que as metas da NDC brasileira se aplicam a todo o conjunto da economia, não havendo distribuição formal de metas entre os setores e, assim, podem ser atingidas por diferentes caminhos.

O País também ratificou o Compromisso Global do Metano em 2021, em que propõe a redução em 30% de suas emissões de metano até 2030, tendo 2020 como linha de base (Global Methane Pledge, 2022).

¹⁶⁷ *Nationally Determined Contribution*, em inglês.

Em junho de 2023, foi determinada a atualização do Plano Clima (ver Box 10.2), instrumento para consolidar as estratégias, planos e metas do Poder Executivo federal para atender os objetivos da Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC) e para alcançar as metas NDC brasileira.

Em dezembro de 2023, foi realizada a 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28). A COP 28 foi o palco do primeiro Balanço Global do Acordo de Paris (Global Stocktake)¹⁶⁸, por meio do qual os países e as partes interessadas referendaram orientações a serem consideradas na próxima rodada de planos de ação climática prevista para 2025.

Dentre as orientações relativas ao setor de energia, vale destacar algumas, considerando o contexto brasileiro: triplicar a capacidade de energia renovável em todo o mundo e dobrar a taxa média anual global de melhorias na eficiência energética até 2030; realizar a transição dos combustíveis fósseis nos sistemas de energia, de maneira justa, ordenada e equitativa; e eliminar gradualmente os subsídios ineficientes aos combustíveis fósseis que não tratam da pobreza energética ou de transições justas. Ao mesmo tempo, houve o reconhecimento de que os combustíveis de transição são importantes para a transição energética e para garantir a segurança energética.

10.3.2 Mitigação e adaptação às mudanças do clima

As questões climáticas são tratadas a partir de duas dimensões: mitigação e adaptação. A mitigação corresponde às ações de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) para evitar ou minimizar as alterações do clima. Já a adaptação se refere às ações para reduzir e ou absorver os efeitos das alterações do clima, tendo em vista as vulnerabilidades e a resiliência do sistema.

O Plano Clima, que traz a estratégia da política climática brasileira nas dimensões de mitigação e adaptação (Box 10.2), está em andamento com a participação do setor energético nas discussões técnicas. Há expectativas de considerar seus resultados no próximo ciclo do PDE.

Os compromissos internacionais e as políticas nacionais refletem a importância de medidas de mitigação e adaptação no que tange à produção e ao uso de energia. Não por acaso, esta temática foi reconhecida como um desafio socioambiental estratégico da expansão, conforme mencionado no item 10.2.

10.3.3 Mitigação

O setor energético brasileiro tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista as particularidades do País e a custo-efetividade dos caminhos possíveis.

Além das políticas de redução de emissões já citadas anteriormente, como o programa Renovabio, o Programa Nacional de Uso e Produção do Biodiesel e o Metano Zero, merece atenção o Programa Energias da Amazônia para promover a substituição da geração fóssil. O

¹⁶⁸ Global Stocktake - <https://unfccc.int/documents/637073>.

Programa foi pioneiro ao adotar mecanismos de preço para diferenciar os combustíveis quanto suas emissões (Box 10.5).

Box 10.5 Programa Energias da Amazônia

O Programa Energias da Amazônia foi instituído pelo Decreto n. 11.648/2023 com o propósito de garantir a qualidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica para os Sistemas Isolados. Além disso, visa promover a redução das emissões de gases de efeito estufa ao inserir fontes renováveis ou de menor intensidade de emissões na região. A iniciativa também busca aumentar a eficiência energética e reduzir as perdas no sistema elétrico, enquanto avalia a viabilidade técnica, econômica e socioambiental da interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, o programa visa fortalecer a infraestrutura energética regional e contribuir para a sustentabilidade na Amazônia.

Alinhado com o objetivo de redução de emissões do programa Energias da Amazônia, o Ministério de Minas e Energia divulgou a consulta pública n. 167 de 04/06/2024, na qual, pela primeira vez, foi utilizado um preço sombra de carbono, mecanismo de diferenciação entre as fontes de energia que tende a beneficiar aquelas fontes menos emissoras (MME, 2024b). Espera-se que esta inovação favoreça a competitividade das fontes renováveis no suprimento de energia da região.

Uma das maiores dificuldades do controle das emissões no setor energético, bem como em outros setores, é a falta de sinalização do custo das emissões de GEE para sociedade. A valoração das emissões permite a internalização das externalidades produzidas pelo setor de energia. Para tal, diversos instrumentos vêm sendo analisados, e, dentre eles, a precificação de carbono tem sido indicada como a abordagem mais custo-efetiva para os países cumprirem suas NDC.

Em dezembro de 2023, a Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei 2.148/2015, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) e está aguardando apreciação do Senado Federal, onde foi renomeado como PL 182/2024, desde fevereiro de 2024. No âmbito do CIM foi criado Grupo Técnico de Natureza Temporária para elaborar uma proposta de regulamentação e implementação do SBCE (Resolução CIM n. 4/2023).

As tecnologias de remoção de dióxido de carbono também possuem papel relevante para alcançar os objetivos de baixo carbono. Entre elas destacam-se captura e armazenamento de carbono (CCS, da sigla em inglês Carbon Capture and Storage), captura e uso de carbono (CCUS) e captura direta de CO₂ (DACCS ou DAC). No caso da bioenergia, considerada neutra em carbono devido à absorção do carbono atmosférico no processo de fotossíntese, o sistema ainda pode ter emissões negativas se parte do CO₂ resultante dos processos produtivos for capturada e armazenada (BECCS ou Bio-CCS).

Recentemente, a Lei do Combustível do Futuro (Lei n. 14.993/2024) estabeleceu diretrizes para as atividades de captura de dióxido de carbono para armazenamento geológico. A regulamentação dessa atividade também está sendo tratada na tramitação de Projetos de Lei (PL)¹⁶⁹. Nesse sentido, em março de 2024, a ANP publicou o “Relatório sobre a implementação

¹⁶⁹ PL n. 528/2020 e PL n. 1.425/2022.

do Marco Regulatório de CCUS no país” para subsidiar a tomada de decisão. A EPE também publicou diversos documentos com objetivo de esclarecer conceitos técnicos e embasar as discussões, como: (i) *Fact Sheet* Captura e Armazenamento de Carbono (EPE, 2023b); (ii) Captura e armazenamento de carbono biogênico Bio-CCS (EPE, 2023c); (iii) Captura, armazenamento e utilização de carbono no Brasil: Contribuições para a seleção de áreas de interesse (EPE, 2024b).

A respeito do CCS, atualmente a maioria dos projetos existentes, no mundo, se concentra na recuperação avançada de petróleo nos reservatórios (EOR, do inglês *enhanced oil recovery*). No país, a Petrobras reinjeta o CO₂ de volta ao reservatório nos campos do pré-sal e é previsto que o volume acumulado de reinjeção atinja 80 MtCO₂ em 2025 (Petrobras, 2024a). A Petrobras também está desenvolvendo e implantando um piloto de CCUS em Cabiúnas no Rio de Janeiro (ANP, 2024). Além disso, assinou um protocolo de intenções com o Governo do Espírito Santo e a Federação das Indústrias do Espírito Santo (Fines), para estudos de projetos de CCUS e hidrogênio de baixo carbono visando a descarbonização das indústrias do estado (Petrobras, 2024b). A Petrobras também prevê o investimento em iniciativas de descarbonização das operações, bioprodutos e pesquisa e desenvolvimento em baixo carbono.

Cabe ainda citar o Projeto FS Agrisolutions Indústria de Biocombustíveis, que será implementado na planta de produção de etanol de milho de Lucas do Rio Verde, em Mato Grosso. Com o uso da tecnologia de Bio-CCS, a planta tem o potencial de ser uma das primeiras no mundo a apresentar pegada negativa de carbono (ANP, 2024).

Nesse sentido, destaca-se também a Resolução CNPE n. 05/2022, que solicitou que a ANP, em articulação com a EPE, elaborasse relatório com propostas para regulamentar instrumentos de mitigação e compensação de emissões de GEE nas atividades de E&P. Para atendimento à solicitação, as duas instituições realizaram intensa agenda de reuniões técnicas, consultas a especialistas e pesquisa e levantamento de dados junto a instituições nacionais e internacionais. Como resultado, além de relevante diagnóstico com a identificação de sinergias da indústria de E&P e a identificação de oportunidades econômicas, foram sugeridas alterações em diversos dispositivos legais tendo em vista a necessidade de uma transição energética justa no Brasil (ANP, 2023).

Outro caminho discutido é o uso de remoções de carbono da atmosfera por meio de florestas ou outros ambientes naturais. Nesse caso, são incentivadas ações de conservação ou restauração de ambientes naturais e reflorestamento para geração de créditos de carbono. Esses créditos podem ser particularmente importantes para compensar emissões difíceis de reduzir ou inevitáveis e devem ser utilizados sem prejuízo de outras ações de descarbonização da matriz energética. O Programa Floresta Viva do BNDES¹⁷⁰, destinado a apoiar projetos de restauração ecológica, demonstrou o interesse do setor no tema, já que contou com aporte de recursos de diversas empresas de energia.

Houve avanço relevante nas discussões sobre o desenvolvimento de hidrogênio de baixo carbono no país. Recentemente, foi sancionado o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de

¹⁷⁰ <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/parcerias/floresta-viva>

Carbono (Lei n. 14.948/2024). Também foram publicados os estudos do Projeto H2 Brasil¹⁷¹, que apresenta levantamentos e análises para subsidiar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio no país (MME, 2024a).

Em 2024, o Senado aprovou o Projeto de Lei 528/2020 que apresenta medidas importantes para estimular descarbonização por meio de combustíveis de baixo carbono, como biometano, diesel verde, Combustível Sustentável de Aviação (SAF, na sigla em inglês), biodiesel e etanol, além da estocagem subterrânea de CO₂.

Em relação à mitigação das emissões internacionais do transporte, também há avanços na definição de medidas de redução de GEE. A Organização Marítima Internacional (IMO) revisou sua estratégia, assumindo compromisso de atingir emissões líquidas nulas da navegação internacional em 2050 (IMO, 2024a). Para atender essa estratégia, vem sendo discutidas medidas como padrão global de combustível e criação de novo mecanismo de precificação de carbono (IMO, 2024b).

Já a Organização da Aviação Civil Internacional (OACI) criou o programa CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), baseado no mercado de créditos de carbono. O Programa, que passa a ser obrigatório em 2027, tem o objetivo de atingir crescimento neutro de carbono no setor aéreo internacional, ou seja, as emissões devem ser estabilizadas com base nos níveis de 2020, mesmo com a expansão do setor (ICAO, 2024). Em 2024, a ANAC, órgão nacional responsável pela implementação e fiscalização do CORSIA (ANAC, 2024a), publicou a regulamentação¹⁷² de monitoramento e compensação das emissões relativas ao Programa.

10.3.4 Adaptação

As mudanças climáticas vêm trazendo transformações na produção da energia, nos hábitos de consumo, na economia, na legislação e, conseqüentemente, na forma de planejar e operar o sistema energético. Esse setor, principalmente no subsetor elétrico, possui desafios relevantes no que se refere à adaptação aos efeitos das mudanças climáticas, especialmente por conta da interdependência de fontes renováveis com o clima e com os recursos naturais.

As estratégias de adaptação passam por compreender melhor as alterações climáticas e seus impactos já observados para assim se preparar para aquelas que estão sendo projetadas. Dessa forma, é essencial analisar as tendências climáticas futuras.

No âmbito do Plano Clima, foi apresentada uma síntese da mudança no clima no Brasil a partir de diversas referências e dados, incluindo, dentre outras, análises do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para a Estratégia Geral de Adaptação e o sexto relatório do IPCC (Brasil, 2024). Destacam-se abaixo as tendências classificadas como plausíveis, ou seja, que já estão ocorrendo e têm alto nível de confiança para ocorrer no futuro.

¹⁷¹ Fruto da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e MME.

¹⁷² Resolução ANAC n. 743/2024 e Portaria ANAC n. 15.007/2024.

- Aumento da temperatura média, máxima e mínima para todas as macrorregiões do Brasil.
- Aumento de chuva anual na região Sul.
- Aumento na magnitude de chuva extrema nas regiões Sul, Sudeste e Norte.
- Aumento na persistência de chuva extrema nas regiões Sul e Sudeste.
- Aumento na frequência de duração de secas nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.
- Aumento de vento severo nas regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Norte.
- Aumento no nível do mar, na temperatura da superfície do mar, nas ondas de calor marinha e na acidificação do oceano em toda a região costeira.

Essa síntese do panorama climático brasileiro reforça os desafios que já vêm sendo experimentados por diversos setores, incluindo o energético. Cada vez mais, ocorrem eventos climáticos com impactos significativos no sistema energético, tais como: a escassez hídrica em 2021, quando as vazões afluentes dos reservatórios hidrelétricos ficaram abaixo da média histórica; a onda de calor extremo em todo o país em 2023, resultando em demanda recorde por energia elétrica; e as chuvas intensas na região Sul em 2023 e 2024, com impactos nas infraestruturas e nos serviços energéticos.

As mudanças climáticas, graduais e extremas, podem causar impactos na infraestrutura, nos serviços e no sistema energético como um todo. De forma geral, esses efeitos podem ser divididos em quatro grupos (EPE, 2023d):

- alterações na disponibilidade de recursos, particularmente o recurso hídrico, o que interfere na oferta de geração elétrica e na produção de biocombustíveis;
- redução na eficiência de equipamentos e sistemas energéticos, em função de altas temperaturas;
- aumento na demanda por energia elétrica, sobretudo para refrigeração;
- riscos e danos às infraestruturas e aos serviços energéticos, especialmente associados a eventos climáticos extremos.

No que diz respeito à disponibilidade de recursos para a geração de energia elétrica, as mudanças climáticas irão afetar particularmente a geração hidrelétrica. O aumento da variabilidade sazonal e plurianual nesta fonte de geração representa desafios significativos para a operação e planejamento de todo o sistema. Quanto à redução da eficiência e ao aumento de riscos e danos associados a eventos extremos, todas as estruturas, equipamentos e serviços energéticos serão afetados, porém, sobressaem os impactos no sistema de transmissão, distribuição e, conseqüentemente, no acesso da população à energia. O aumento repentino na demanda de energia elétrica em função de ondas de calor também traz desafios importantes para a operação e o planejamento do sistema.

Para a bioenergia, há incertezas de como as culturas bioenergéticas respondem às alterações climáticas e os efeitos irão variar entre as regiões e as culturas. Todavia, sabe-se que eventos como secas e calor extremo afetam negativamente a disponibilidade de biomassa. Adicionalmente, alterações nos padrões de precipitação e temperatura podem afetar os ciclos, a produtividade e a aptidão agrícola, deslocando ou até inviabilizando áreas de cultivo (IPCC, 2022; EPE, 2023d).

Em resumo, a Figura 10-5, a seguir, ilustra exemplos de potenciais impactos e vulnerabilidades do sistema energético frente às mudanças climáticas.

Figura 10-5– Potenciais impactos e vulnerabilidades do sistema energético frente às mudanças climáticas



Fonte: Elaboração EPE.

Por fim, as mudanças climáticas e, sobretudo, os eventos climáticos extremos podem impactar estruturas ou componentes em uma escala de projeto. Entretanto, a combinação dos elementos deve ser capaz de contornar as perturbações e manter seu funcionamento de forma sistêmica. Assim, do ponto de vista do planejamento, as estratégias devem aproveitar a diversidade do sistema de maneira integrada.

Nesse contexto, a EPE tem conduzido uma série de estudos e discussões com intuito de construir conhecimento acerca da adaptação e de planejar estratégias adaptativas para o fortalecimento da resiliência do sistema. O Box 10.6 resume os principais estudos em curso.

Box 10.6 Como a EPE está tratando da adaptação à mudança do clima?

A EPE vem elaborando estudos abordando relacionados à adaptação à mudança do clima. Abaixo estão os principais estudos em andamento:

- **[Roadmap para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas](#)** (EPE) – se refere à ação de curto prazo do PRR (CP 17) e tem por objetivo apontar iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas (ver Box 10.3).
- **[Base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia](#)** (EPE/WayCarbon) – se refere à ação de curto prazo do PRR (CP 13) e visa estruturar uma ferramenta para identificar tendências e monitorar

Box 10.6 Como a EPE está tratando da adaptação à mudança do clima?

informações de interesse para o planejamento energético nacional sob a ótica de mudanças climáticas.

- **[Nota Técnica Escassez Hídrica em 2021. Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade](#)** (EPE) - discussão dos principais fatores e desafios relacionados ao planejamento do sistema elétrico, considerando os eventos de escassez hídrica.
- **[Estudo de reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas](#)** (EPE) - estudo que visa identificar o desempenho do sistema de transmissão que supre os estados de Rondônia e Acre em cenários energéticos caracterizados por situações climáticas críticas. Análises preliminares estão sendo apresentadas em alguns fóruns.
- **Estudo de Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica** (EPE/GIZ, Consórcio PSR/Tempo OK) – visa avaliar a resiliência do sistema elétrico em diferentes cenários de mudanças climáticas, incluindo impactos na demanda e na oferta de energia elétrica renovável. Compõe a 2ª edição do estudo “Integração de Fontes Variáveis Renováveis (FRE) na Matriz Elétrica do Brasil”.
- **Estudo sobre impacto de variações da temperatura na carga e consumo de energia elétrica** (EPE) – desenvolvimento de modelo que seja capaz de mensurar e estabelecer a causalidade do aumento de temperatura na Carga Global de Energia, Demanda instantânea e Consumo por classe.
- **Plano Decenal de Expansão da Energia - PDE 2034** (EPE) – foi realizada uma análise de sensibilidade com relação ao cenário de referência de oferta de energia elétrica a fim de verificar a resiliência do sistema na ocorrência de eventos críticos de escassez hídrica, tendo como base o ano de 2021 (Ver Item 3.8, Capítulo 3).
- **Plano Nacional de Energia - PNE 2055** (EPE) – a adaptação às mudanças climáticas está sendo tratada como uma incerteza crítica e foi tema central de uma das sete oficinas realizadas para elaboração de cenários de longo prazo. A discussão tem como foco avaliar os potenciais impactos das alterações climáticas no sistema energético e discutir estratégias de adaptação no futuro.

10.3.5 Projeções e Análise de Emissões de GEE no PDE 2034

As projeções das emissões associadas à produção, transformação e ao uso de energia no horizonte do PDE 2034 podem servir como subsídio para construir trajetórias energéticas e embasar políticas e acordos, incluindo os compromissos voluntários de redução de GEE assumidos pelo Brasil. Os dados da projeção de emissões do Plano Decenal de Energia são publicados por meio de uma ferramenta online (Box 10.7).

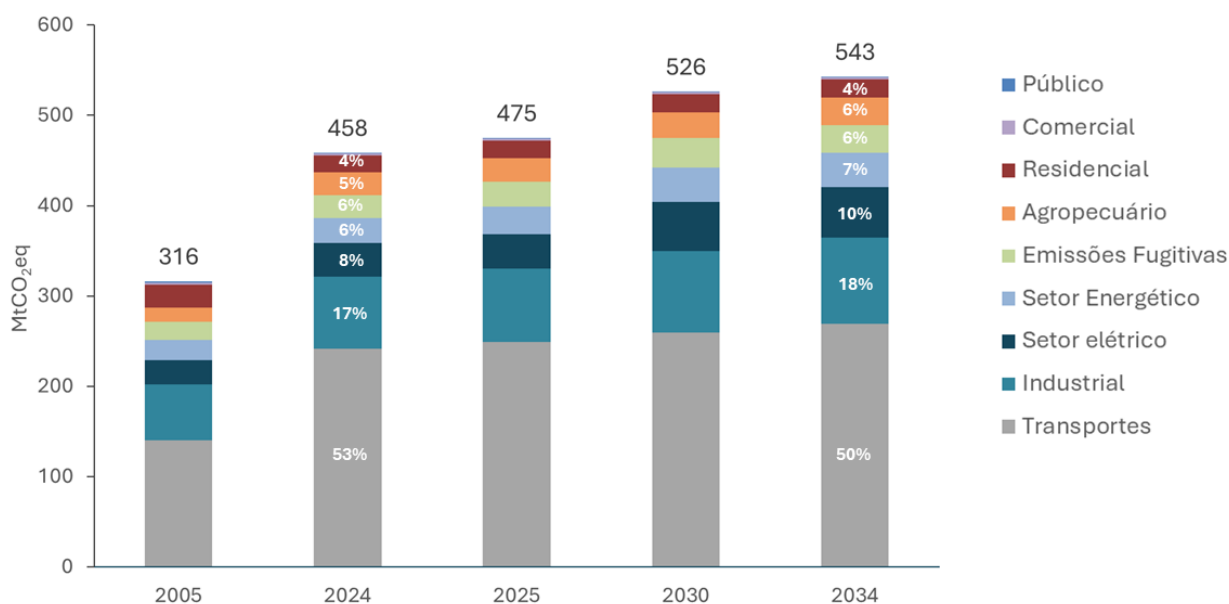
Box 10.7 Ferramenta Emissões de GEE – PDE 2034

Desde o PDE 2031, a EPE utiliza uma ferramenta online para publicar a evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia projetadas para o horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia vigente. A ferramenta permite ao leitor explorar mais detalhes sobre a projeção das emissões, acessando resultados por setores da economia e por combustíveis. Todos os dados são disponibilizados para *download*.

A metodologia de cálculo está disponível em: [Informativo Técnico Metodologia de Cálculo de Emissões de GEE](#). A Ferramenta “Emissões de GEE – PDE 2034” está disponível em: [DashboardGEE \(epe.gov.br\)](#).

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do País. O crescimento da economia e de investimentos em infraestrutura estão vinculados a um aumento na demanda e oferta por energia. Em 2034, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 543 MtCO₂eq (Figura 10-6 e Tabela 10-4).

Figura 10-6- Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO₂eq)



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Em 2024 e 2034, os setores Comercial e Público representam 0,4% e 0,2%, respectivamente.

A tendência é de aumento das emissões em todos os setores e a expectativa é de que a distribuição de emissões por setor não se altere significativamente ao longo do horizonte.

De acordo com as estimativas presentes no Balanço Energético Nacional 2024 – ano base 2023 (EPE, 2024c), a maior parte das emissões de GEE na produção e consumo de energia (setor Energia) tem origem nos setores de transportes e indústria, que responderam em 2023, respectivamente, por 50% e 17% do total de emissões. Ao longo do horizonte, a expectativa é que essa participação se mantenha, com esses dois setores representando cerca de 68% do total das emissões setoriais estimadas para 2034 (Figura 10-6).

Vale destacar que, em ambos os setores, ações para redução das emissões de GEE já estão consideradas nas projeções de oferta e demanda. Estas ações são relacionadas à substituição de combustíveis com maiores fatores de emissão por combustíveis que emitam menos GEE, como o gás natural ou combustíveis renováveis, e medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte e processos industriais.

Como apresentado no item 9.2 – Eficiência energética – as medidas de eficiência energética na indústria incluem uma combinação entre mecanismos de políticas existentes incidentes sobre a indústria brasileira, como também ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como

retrofit de instalações, novas unidades industriais, mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*), e ações de gestão de uso de energia, entre outras.

Já no setor de transportes, consideram-se melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias e mudanças culturais no uso do transporte individual, que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos.

Ademais, o setor de transportes tem potenciais ganhos de eficiência sistêmica, como a migração do uso de transportes individuais para coletivos, ou a substituição da movimentação de carga pelo modo rodoviário para os modos ferroviário e aquaviário. No que tange aos veículos especificamente, programas governamentais como o Programa MOVER (mobilidade e logística sustentável de baixo carbono)¹⁷³ e o Proconve (redução de emissões veiculares) buscam promover a sustentabilidade ambiental e o desenvolvimento tecnológico.

A Tabela 10-4 e a Figura 10-7 apresentam a evolução das emissões absolutas em cada setor, com destaque para a variação percentual das emissões ao longo do horizonte decenal. A variação percentual média dos setores foi de crescimento de 20%. Mesmo sabendo que todos os setores estão crescendo (com exceção dos sistemas isolados), há diferenças significativas entre eles. A variação percentual permite compreender melhor o comportamento de cada um dos setores.

Tabela 10-4 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Var % (2034/ 2024)
	MtCO ₂ eq												
Setor elétrico	27	37	38	38	40	45	52	55	54	54	55	55	48%
SIN	14	15	14	12	14	18	24	26	26	26	27	27	84%
Sistemas isolados	7	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-42%
Autoprodução	6	21	23	25	25	26	27	28	28	27	26	27	32%
Setor Energético	23	28	31	34	35	35	37	38	38	38	38	38	37%
Residencial	26	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	20	6%
Comercial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	16%
Público	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14%
Agropecuário	16	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30	30	19%
Transportes	141	241	249	249	251	254	257	259	262	264	267	269	12%
Industrial	62	80	81	83	85	87	89	91	93	95	96	96	20%
Emissões Fugitivas	20	25	28	30	30	30	32	33	32	31	30	31	23%
Total	316	458	475	482	490	501	517	526	531	535	539	543	18%

Fonte: Elaboração EPE.

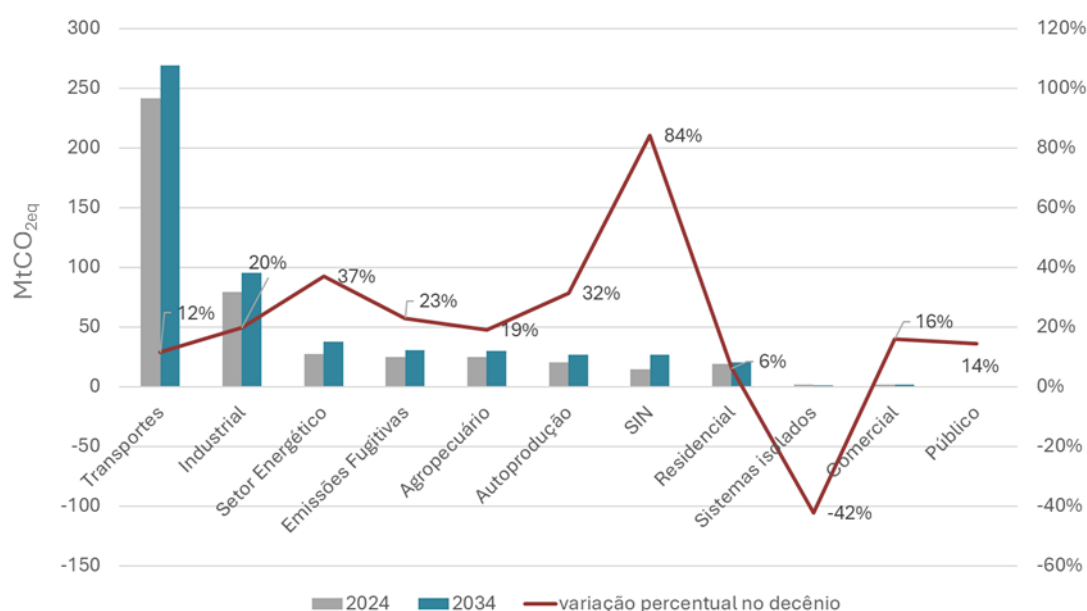
Notas:

(1) A desagregação dos setores foi feita de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN).

¹⁷³ O programa visa promover a expansão de investimentos em eficiência energética, incluir limites mínimos de reciclagem na fabricação dos veículos e cobrar menos imposto de quem polui menos, criando um sistema de tributação verde. O programa dispõe de incentivo fiscal para que as empresas invistam em descarbonização e se enquadrem nos requisitos obrigatórios do programa.

- (2) As emissões fugitivas incluem o transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P, além da mineração de carvão.
- (3) As emissões de 2005 foram atualizadas de acordo com o 4º Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE (MCTI, 2021). A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do Potencial do Aquecimento Global (GWP) para 100 anos conforme 5º Relatório de Avaliação do IPCC - AR5 (CH₄=28 e N₂O=265) (IPCC, 2014).
- (4) A diferença nos valores de emissões da Autoprodução quando comparados aos valores publicados no PDE 2031 são explicadas por uma revisão recente na série do BEN por parte da Petrobras, que afetou a autoprodução e o consumo de gás natural úmido para transformação nas projeções deste PDE.
- (5) O valor de emissão de GEE do sistema isolado no ano de 2005 não é explicitado nos resultados dos inventários nacionais. Nesta tabela, o valor foi estimado com base no consumo de combustíveis disponível nos relatórios de operação dos sistemas isolados (ELETROBRAS, 2024)
- (6) O método de projeção das emissões fugitivas é baseado no histórico, conforme apresentado no informativo técnico 011/2022 (EPE, 2022c).

Figura 10-7 – Evolução das emissões absolutas em cada setor entre 2024 e 2034 e respectivas variações percentuais no decênio



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: O setor elétrico é composto por autoprodução, SIN e sistemas isolados.

Em termos de variação das emissões por setor ao longo do decênio, o setor de transportes continua sendo o maior emissor, porém apresenta uma variação baixa (12%), refletindo a substituição de combustíveis por renováveis, como etanol e SAFs, ganhos em eficiência de motorização e sistêmica e inserção de veículos elétricos.

O aumento de cerca de 84% no Sistema Interligado Nacional (SIN) sobressai em relação aos outros setores. Embora seja um aumento percentual expressivo, há de se considerar que as emissões estimadas para 2024 são relativamente baixas, em função do período hidrológico favorável verificados nos últimos dois anos. Ao atingir 27 MtCO₂eq, ainda assim o SIN apresenta emissões muito baixas pelo porte do sistema, representando cerca de 5% das emissões totais do setor de energia em 2034, graças ao alto grau de participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

No capítulo 3, foi incluída uma análise de sensibilidade para o SIN sem a entrada compulsória do montante ainda não contratado das termelétricas inflexíveis, determinadas pela lei 14.182/21. O exame das emissões de GEE dessa sensibilidade mostrou que as emissões do SIN chegariam a 14,5 MtCO₂eq em 2034 (redução de 46%). No acumulado do período, a redução das emissões seria da ordem de 33% (74 MtCO₂eq). Essa redução foi em função da entrada de usinas termelétricas a gás flexíveis, eólicas e fotovoltaicas.

Um ponto importante para se ressaltar é que, no caso do SIN, as emissões de GEE estimadas se referem a uma condição hidrológica média. As emissões no SIN podem variar substancialmente de um ano para o outro, dependendo das condições hidrológicas naturais. Situações de hidrologia desfavoráveis levam à necessidade de acionamento das termelétricas a combustível fóssil, o que pode até mais que dobrar as emissões estimadas num determinado ano. Igualmente, condições favoráveis podem levar a emissões menores.

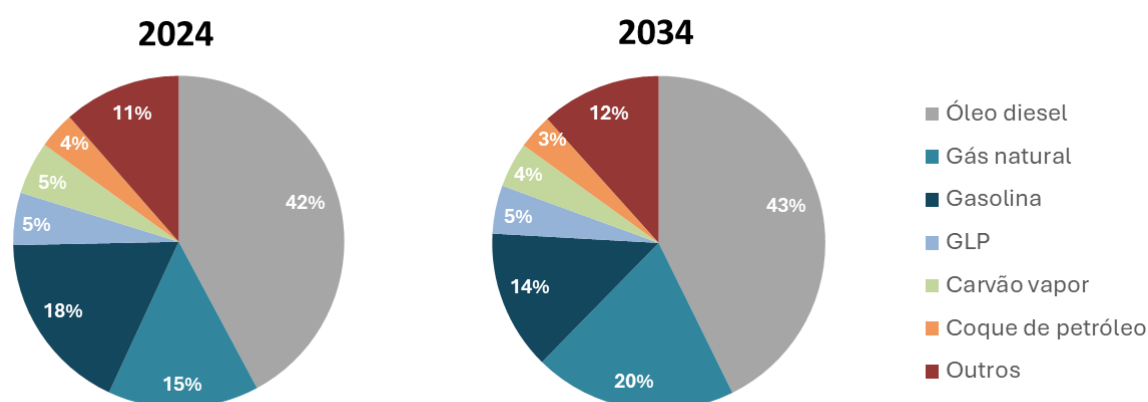
Ainda dentro do setor elétrico, os sistemas isolados são os únicos a terem uma variação negativa (-42%). Essa queda nas emissões associadas aos sistemas isolados reflete principalmente a interligação Manaus-Boa vista no fim de 2025.

Outro ponto importante é a variação de 37% nas emissões do setor Energético – que inclui as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a produção de carvão mineral, bem como atividades de transformação de energia primária em energia secundária como o refino de petróleo, destilarias de etanol e carvoarias. Esse crescimento reflete o aumento na demanda e no consumo energético da exploração, produção e do refino de petróleo e gás. As emissões fugitivas estão muito associadas a essas atividades e crescem 23%. Destaca-se que a intensidade de carbono na exploração de petróleo e gás no Brasil é menor em comparação com a média global (EPE, 2024d).

Em relação ao consumo dos combustíveis, como se pode observar a partir da Figura 10-8, os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (43%), o gás natural (20%) e a gasolina (14%).

As emissões do óleo diesel tendem a crescer cerca de 20%, atingindo 219 MtCO₂eq em 2034, consequência da concentração do modo rodoviário no setor de transportes e da existência de limites técnico-econômicos para o aumento da mistura de biodiesel ao diesel. Conforme as resoluções do CNPE¹⁷⁴, o teor de biodiesel aumentou de 10 para 12% ao longo do ano de 2023. Em 2024, a mistura chegou a 14% e é previsto que alcance 15% em 2025. A projeção deste PDE considera como premissa esta evolução até 2025, e a manutenção deste último percentual até 2034.

¹⁷⁴ Resolução CNPE n. 3/2023.

Figura 10-8 - Emissões de GEE por combustível (MtCO₂eq)

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Outros combustíveis incluem alcatrão, coque de carvão, gás de coqueria, gás de refinaria, óleo combustível, querosene, outros derivados de petróleo, outras não renováveis, lenha, carvão vegetal, etanol anidro e hidratado e outros produtos da cana.

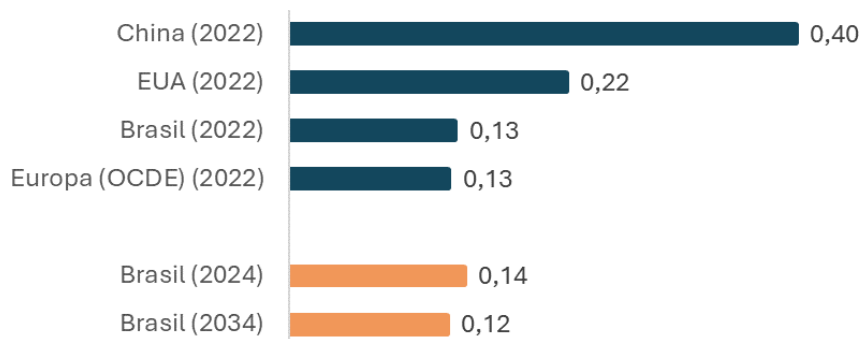
As emissões do gás natural são as que mais crescem no período (58%), uma vez que a fonte tem papel importante na garantia do suprimento no setor elétrico, especialmente considerando a maior penetração de fontes variáveis como eólica e solar, mas também no consumo energético da indústria, onde este combustível tem papel importante na mitigação de emissões quando faz a substituição de outros combustíveis com maiores fatores de emissão de GEE.

As emissões da gasolina diminuirão cerca de 10% ao final do período em relação a 2024 e, com isso, perdem participação em relação a outras fontes. Essa redução se deve a uma série de expectativas presentes no cenário de expansão do setor de transportes, tais como o impacto positivo de políticas como o Renovabio no fomento aos biocombustíveis, com aumento da oferta e consumo de etanol, aumento do uso de GNV em substituição à gasolina, veículos mais eficientes e eletrificação crescente. Dentre estas medidas, aquela que mais tem efeito sobre a redução no consumo de gasolina é o fomento do uso do etanol anidro e hidratado. No horizonte decenal, é indicado um aumento de 37% da produção de etanol, atingindo cerca de 48 bilhões de litros em 2034.

Por fim, é importante contextualizar as emissões brasileiras no que tange à energia para entender melhor a eficiência na produção e no uso de energia em relação à emissão de GEE. Para isso, são apresentados a seguir os indicadores de intensidade de carbono na economia e na produção e no uso da energia.

A Figura 10-9 mostra a intensidade de carbono na economia do Brasil em 2022 e projetada no PDE 2034, em comparação com o mesmo indicador de EUA, China e Europa (ODCE) em 2022. A intensidade de carbono na economia refere-se às emissões na produção e no uso de energia por PIB. Esse indicador permite avaliar a eficiência de uma economia em relação à emissão de carbono no setor de energia. Em 2034, o Brasil fica abaixo de todos os países em 2022.

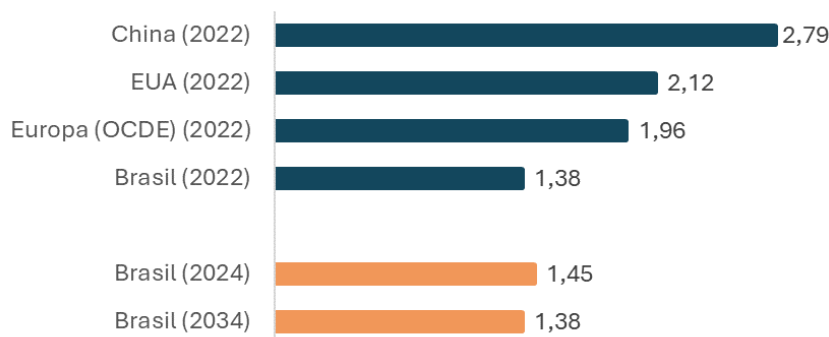
Figura 10-9 – Intensidade de carbono da produção e do uso de energia na economia (kgCO₂eq/US\$ppc_[2015])



Fonte: EPE e IEA, 2024.

A Figura 10-10 apresenta a intensidade de carbono na produção e no uso da energia no Brasil em 2022 e projetada no PDE 2034 em comparação com o mesmo indicador de EUA, China e Europa (OCDE) em 2022. A intensidade de carbono na produção e no uso da energia representa quanto se emite para produzir uma unidade energética (tep). Esse indicador permite avaliar a eficiência na produção e no uso da energia em relação à emissão de carbono. Em 2034, o Brasil apresenta valores menores do que todos os países em 2022.

Figura 10-10 – Intensidade de carbono na produção e no uso de energia (tCO₂eq/tep)



Fonte: EPE e IEA, 2024.

Como pode ser visto, em comparação a outros países, o Brasil possui menor intensidade de carbono tanto na economia quanto na produção e no uso da energia. Essa baixa intensidade se mantém nos próximos dez anos, mesmo com o crescimento econômico previsto no PDE 2034. Portanto, considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, mantendo o destaque do Brasil na produção e no uso de energia com baixas emissões.

Pontos Principais do Capítulo

- Com base na expansão prevista no PDE 2034, foram indicados sete temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto planejado: Biodiversidade, Organização territorial, Paisagem, Povos e terras indígenas, Qualidade do ar, Recursos hídricos e Resíduos.
- O tema Biodiversidade se destacou nas regiões Nordeste, Sul e Centro-Oeste do País. Já o tema Recursos Hídricos se sobressaiu no Sudeste e o tema Povos e Terras Indígenas no Norte.
- Diante dos temas socioambientais indicados e dos desafios apresentados para cada fonte energética, **foram identificados quatro desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2034: compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; compatibilização da geração e produção de energia com o uso da água; mitigação e adaptação às mudanças climáticas; e transição energética justa e inclusiva.**
- Em relação ao desafio “compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade”, é importante a continuidade de iniciativas, articulações e esforços entre o setor de energia e de meio ambiente na busca por soluções conjuntas.
- Já para o desafio “compatibilização da geração e produção de energia com o uso da água”, o setor deve buscar promover o incentivo à pesquisa e tecnologias mais eficientes para otimizar o uso do recurso hídrico. Também é fundamental manter o diálogo com os órgãos gestores dos recursos hídricos a fim de buscar soluções para compatibilizar os usos múltiplos da água e evitar conflitos de uso, bem como estar atento às alterações climáticas que afetam a disponibilidade desse recurso.
- No que se refere à “mitigação e adaptação às mudanças climáticas”, a tendência é o setor energético direcionar cada vez mais esforços para o desenvolvimento de novas soluções e tecnologias de medidas de mitigação e adaptação, levando-se em conta o processo de transição energética desejado e os compromissos brasileiros.

Pontos Principais do Capítulo

- Para a “transição energética justa e inclusiva”, é fundamental que a transição energética brasileira contribua para o desenvolvimento social e econômico com foco na redução das desigualdades no País. O caminho passa por incluir as pessoas no processo, combater a pobreza energética e garantir o acesso à energia, de acordo com o ODS 7.
- **Adicionalmente, foram reconhecidas as seguintes oportunidades socioambientais estratégicas: o aproveitamento energético dos resíduos, a otimização de recursos e de infraestrutura e os mecanismos de sustentabilidade e descarbonização para projetos energéticos.**
- O “aproveitamento energético dos resíduos” é uma chance de produzir energia (como biometano, biogás ou por incineração) e melhorar a gestão de resíduos a partir de modelos de negócios sustentáveis e melhorando aspectos sociais, ambientais e econômicos para a sociedade brasileira.
- A “otimização de recursos e de infraestrutura” contribui para um melhor aproveitamento do recurso energético e para a minimização de impactos socioambientais, sobretudo quando se evita a construção de novos projetos.
- A oportunidade “mecanismos de sustentabilidade e descarbonização para projetos energéticos” reforça a necessidade de o setor seguir identificando mecanismos que promovam a sustentabilidade e contribuam para uma trajetória de baixo carbono ao mesmo tempo que geram benefícios energéticos e agregam valor socioambiental e econômico aos projetos.
- O setor energético é fortemente relacionado com as questões climáticas por conta das emissões de GEE na produção e uso de energia e da sua vulnerabilidade às alterações do clima. Dessa maneira, as políticas e as discussões climáticas são determinantes para o planejamento energético.
- Na terceira atualização da sua NDC, **o Brasil se propôs a reduzir em 48,4% de suas emissões em 2025 e de 53,1% em 2030**, além de reiterar o compromisso net zero em 2050.

Pontos Principais do Capítulo

- **O setor energético brasileiro tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras**, tendo em vista as particularidades do País e a custo-efetividade dos caminhos possíveis. Nesse sentido, podem ser mencionados **avanços na precificação de carbono, tecnologias de captura e armazenamento de carbono e a restauração florestal para compensar emissões de difícil mitigação**.
- O Brasil também enfrenta o desafio de se adaptar às mudanças do clima já observadas e se preparar para aquelas vislumbradas. Nessa linha, a EPE tem desenvolvido uma série de estudos associados a ações do Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas (PRR) e ao planejamento energético como um todo.
- **O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do País. Os principais responsáveis pelas emissões são os setores de transportes e industrial, somando 68% em 2034.**
- Os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE em 2034 são o óleo diesel (43%), o gás natural (20%) e a gasolina (14%). As grandes oportunidades de redução de emissões no consumo de energia continuarão na substituição do diesel e da gasolina no setor de transportes, além de medidas de eficiência e de mitigação no setor industrial.
- **Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz**, mantendo o destaque do Brasil na produção de energia com baixas emissões.

11 Transição Energética

O atual processo de transição energética mundial tem como pano de fundo a descarbonização das economias tendo, cada país, desafios e oportunidades específicas a serem consideradas na construção de suas estratégias e políticas relacionadas ao tema. No Brasil, além da busca por alternativas de baixo carbono, em linha com as metas climáticas assumidas pelo país, há também que se avançar, por exemplo, em soluções para questões socioeconômicas como as relacionadas com as desigualdades no acesso a serviços energéticos.

Nesse contexto, o presente capítulo inicialmente apresenta tópico sobre cenários de transição energética, com elementos que ajudam na compreensão de que estudos com distintos objetivos apontam para diferentes nuances dentro de tópicos como desafios socioambientais, novas tecnologias, políticas públicas e minerais estratégicos para a transição energética, reforçando tanto a importância de uma estratégia brasileira aderente às especificidades do país quanto a amplitude de caminhos possíveis.

Um olhar específico da transição energética no Brasil é apresentado na sequência abordando as bases do conceito de transição justa, incluindo os princípios de justiça ambiental, climática e energética, assim como explorando os desafios inerentes à transição, com ênfase particular nos desafios sociais.

No que se refere a tecnologia, a seguir o capítulo aborda perspectivas de entrada de novas tecnologias na matriz energética brasileira, sobretudo aquelas para as quais se identificam um grau de maturidade a nível tecnológico e de mercado compatíveis com o horizonte decenal, tratando em especial das barreiras de entrada para sua viabilização. É apresentada, ainda, análise quantitativa para avaliação da capacidade do sistema elétrico em atender à demanda crescente de conexão de cargas de hidrogênio na região Nordeste do país.

Considerando a tendência de longo prazo de maior penetração de tecnologias de energia mais intensivas no consumo de minerais para sua produção, o capítulo segue com tópico sobre minerais estratégicos, abordando questões relacionadas às preocupações quanto à oferta futura desses minerais não se constituir em gargalo para a transição energética brasileira.

Ao final, o capítulo discorre sobre o papel das políticas públicas na transição energética reforçando sua relevância histórica, a complexa inter-relação entre políticas no contexto atual, com políticas existentes e em construção, além dos desafios e oportunidades para avanço de políticas públicas relacionadas à transição energética brasileira.

11.1 Cenários de Transição Energética

Os cenários são ferramentas para apoio à decisão sob incerteza. Importa notar que não se trata de previsões ou projeções, mas sim narrativas de futuros possíveis baseadas em uma análise detalhada de dados, tendências e suposições sobre incertezas que cercam o objeto de cenarização. Neste sentido, os cenários buscam explorar futuros plausíveis e preparar governos e organizações para lidar com esses futuros ou atuar para modificar suas probabilidades de

ocorrência. Portanto, o uso da técnica de cenários é uma importante ferramenta de planejamento que ajuda no desenho de estratégias (que podem ser políticas ou empresariais).

No contexto da transição energética atual, os cenários energéticos têm sido amplamente utilizados para desenhar estratégias para objetivos ambiciosos de descarbonização da economia global (como é o caso dos cenários desenvolvidos por organizações internacionais como IEA, IRENA, IPCC e outros) e/ou para refletir as especificidades das transições energéticas em diferentes contextos supranacionais, nacionais e subnacionais.

Na esfera nacional, os países têm utilizado cenários energéticos de longo prazo para explorar incertezas críticas, avaliar a viabilidade de determinados objetivos (como a neutralidade climática), entender a flexibilidade nas estratégias (a partir do contexto local) e identificar possíveis arrependimentos, entre outras possibilidades.

Este tipo de cenário, geralmente, busca explorar os desafios e as oportunidades da transição energética considerando e buscando equilibrar questões relevantes, como desenvolvimento econômico, segurança energética, neutralidade de carbono, sustentabilidade, justiça energética, inovação, entre outros.

Importante destacar ainda que, no contexto do planejamento, a depender do instrumento em que são desenvolvidos os cenários energéticos, estes podem ter diferentes finalidades, horizontes temporais e detalhamentos regionais. Os cenários de mais longo prazo (como o Plano Nacional de Energia) são utilizados para ajudar na definição das ambições climáticas, considerando a participação da geração e do consumo de energia nas emissões nacionais (neutralidade de carbono, por exemplo) e nas estratégias energéticas subjacentes – além disso, por trabalhar com horizontes mais longos e, portanto, mais incertos, esses cenários têm mais liberdade de proposição de alterações, fundamentadas em análises, para reorientar as políticas na direção desejada. Já cenários de mais curto prazo (o Plano Decenal de Energia, por exemplo) trabalham um espectro menor de incertezas e estão mais centrados na implementação de políticas.

Não obstante a compreensão de que cada cenário reflete um contexto específico, esta seção busca apresentar a avaliação de quatro estudos de cenarização relevantes no contexto da transição energética. Os estudos analisados são: (i) *World Energy Outlook 2023* (IEA, 2023); (ii) *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5 °C Pathway* (IRENA, 2023); (iii) *World Oil Outlook 2045* (OPEC, 2023) e (iv) *Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil* (BID, CEBRI, CENERGIA e EPE, 2023). Este último será, de agora em diante, referenciado como Programa de Transição Energética (PTE)¹⁷⁵. Cada um desses estudos elabora cenários com suas próprias definições, como ilustra a Tabela 11-1. Todos esses documentos apresentam pelo menos um cenário em que uma meta de temperatura global é estabelecida ao final da trajetória. Nesse sentido, cabe destacar que o setor energético compõe uma parte do todo em relação aos

¹⁷⁵ A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) o Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) e o Centro de Economia Energética e Ambiental (CENERGIA) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) desenvolveram o Programa de Transição Energética. O objetivo do projeto foi criar um fórum de partes interessadas para disseminar e discutir cenários de transição energética de longo prazo no Brasil e desenvolver cenários de energia. Para mais informações sobre o PTE, veja BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023).

esforços necessários para tal. Ademais, vale destacar que os cenários do PTE têm abordagem nacional com interface global, enquanto os cenários da IEA, IRENA e OPEP possuem abordagem global. Importante notar que os quatro estudos avaliados são referências externas ao PDE e o tópico de Cenários da Transição Energética se propõe a avaliar os caminhos que estão sendo discutidos na literatura. Ainda que a avaliação de estudos externos forneça subsídios ao processo de cenarização, ressalta-se que os cenários elaborados no PDE são construídos de forma autônoma, sem conexão direta com as abordagens exploradas na literatura.

O objetivo desta seção não é comparar na tentativa de trazer para uma mesma base, mas sim compreender como diferentes estudos, com objetivos distintos, podem apresentar diversas nuances dentro de tópicos como desafios socioambientais, novas tecnologias, políticas públicas e minerais estratégicos para a transição energética. E, com base nos elementos comuns e diferenças dentro da diversidade de trajetórias elaboradas por cada instituição, esta seção também tem papel relevante na identificação de questões importantes a serem avaliadas no âmbito da construção da estratégia de longo prazo, para uma transição energética aderente à realidade brasileira.

Tabela 11-1 - Descrição dos cenários dos estudos selecionados

IEA	IRENA	OPEP	PTE
Global	Global	Global	Nacional
Stated Policies Scenario (STEPS): Apresenta a evolução do sistema energético com base nas políticas atuais e em desenvolvimento. O cenário não supõe que todos os compromissos assumidos pelos governos serão atingidos.	Planned Energy Scenario (PES): Cenário com base em planos governamentais, metas e políticas em vigor no momento da análise, com foco nos países do G20. Emissões anuais diminuiriam apenas ligeiramente para 34 GtCO ₂ em 2050.	Reference Case (RC): Caso de referência do estudo, prevendo que a demanda mundial de petróleo será crescente até 2045. O cenário supõe que todas as fontes de energia serão necessárias para atender à demanda global, com maior participação de energia nuclear e de renováveis, e o carvão como única fonte a sofrer redução de consumo.	Transição Brasil (TB): Trajetória ótima custo-eficiente (com base nos compromissos da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) pelo Brasil, recursos, conhecimento e expectativas de custos) alcançando a neutralidade líquida de carbono em 2050.
Announced Pledges Scenario (APS): Supõe que todos os compromissos climáticos feitos por governos e indústrias até o final de agosto de 2023, incluindo as NDCs e metas de longo prazo de zero emissões líquidas, bem como metas para acesso à eletricidade e cocção limpa, serão cumpridos integralmente e dentro do prazo.	1,5 °C Scenario (1,5°C): Cenário da transição energética alinhada com a meta climática de 1,5 °C de aumento da temperatura média global, em relação aos níveis pré-industriais. Atinge a neutralidade climática em 2050.	Advanced Technology Scenario (ATS): Possui meta climática de que o aumento da temperatura média global permaneça abaixo de 2 °C. Esse cenário é voltado para maior uso de energias renováveis e de tecnologias que permitam reduzir emissões, mas que coexistam com o uso continuado de combustíveis fósseis, de modo a mitigar impactos econômicos nos países em desenvolvimento.	Transição Alternativa (TA): Trajetória tecnológica alternativa para o alcance da neutralidade no Brasil em 2050, considerando os impactos da própria mudança climática no setor energético e as incertezas de novas tecnologias. É uma variação do cenário TB com maiores restrições.

IEA	IRENA	OPEP	PTE
Global	Global	Global	Nacional
Net Zero by 2050 Scenario (NZE): Define um caminho para o setor energético global alcançar zero emissões líquidas de CO ₂ até 2050, sem depender de reduções de emissões fora do setor energético. O acesso universal à eletricidade e cocção limpa é alcançado até 2030. O cenário foi atualizado em 2023.		Laissez-Faire Scenario (LFS): Supõe um maior crescimento econômico a longo prazo, especialmente em países em desenvolvimento. Há incentivo a energias renováveis, mas o foco é mantido na industrialização e no combate à pobreza energética, acompanhados pelo uso continuado de petróleo e gás. Políticas de neutralidade líquida em carbono não são priorizadas.	Transição Global (TG): Contribuição do Brasil em um mundo que pretende limitar o aumento médio da temperatura superficial global em até 1,5 °C em 2100, em relação aos níveis pré-industriais.

Fonte: Elaboração EPE a partir de BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023), IEA (2023), IRENA (2023) e OPEP (2023).

Ressalta-se que a elaboração de cenários pode seguir lógicas distintas no que tange à sua estruturação. Alguns cenários podem ter uma estrutura mais preditiva (*forecasting scenarios*) e aberta em relação aos futuros possíveis. Essa abordagem é utilizada para responder à pergunta: “o que vai acontecer se o objeto cenarizado evoluir desta maneira?”. São exemplos desta estrutura cenários que buscam avaliar o futuro a partir de hipóteses sobre incertezas-chave, como, por exemplo, a implementação (ou não) de políticas anunciadas. É o caso dos cenários STEPS e APS da IEA, PES da IRENA e *Reference Case* e *Laissez-Faire* da OPEP. A partir de visões mais diversas de futuros, os tomadores de decisão podem escolher, por exemplo, o cenário mais desejado para a construção das estratégias necessárias para seu alcance.

Já os cenários de retroprojeção (*backcasting scenarios*) partem de um objetivo ou meta específica no futuro, e trabalham retroativamente para identificar os caminhos possíveis (e ações necessárias) para alcançá-lo. Uma pergunta que tem orientado os cenários de transição energética é: “como atingir a neutralidade de carbono até 2050?”. Esse método é particularmente útil na formulação de políticas e estratégias, pois ajuda a determinar as ações necessárias para atingir a meta desejada. Exemplos desses cenários são aqueles que limitam o aquecimento global a 1,5 °C, o cenário NZE da IEA, o cenário 1,5 °C da IRENA e os três cenários de neutralidade climática para o *Net Zero* do PTE. Além disso, o cenário *Advanced Technology* da OPEP também possui essa estrutura, mas se propõe a limitar o aquecimento global a 2 °C.

11.1.1 Desafios Socioambientais

Nos quatro estudos analisados, foram identificadas as questões socioambientais que permeiam a visão das instituições sobre o processo de transição energética. As questões identificadas foram traduzidas em desafios socioambientais, que serão discutidos a partir do agrupamento em duas dimensões: ambiental e socioeconômica. Cabe ressaltar que todos os estudos se baseiam em trajetórias de descarbonização e estratégias energéticas, tendo como fundo a mitigação de emissões e a adaptação às mudanças climáticas.

A IEA traz a perspectiva de uma transição energética segura e centrada em pessoas, discutindo temas como o acesso à energia, a criação de empregos e o comportamento do consumidor. O estudo reforça também a preocupação com a resiliência do sistema energético frente à urgência climática e aos contextos macroeconômico e geopolítico. Já a IRENA analisa comparativamente a transição energética dos países por meio da utilização de um índice de bem-estar com cinco bases: econômica, social, ambiental, distributiva e acesso. A metodologia da IRENA se apoia fortemente na ideia de transição justa e inclusiva, propondo alcançar a justiça energética para todos com políticas que ampliem os benefícios sociais e indicando que o grande desafio é alinhar a política energética com outras políticas.

O Programa de Transição Energética (PTE), por sua vez, foca no contexto brasileiro e aborda desafios particulares para o alcance da neutralidade climática brasileira, considerando as potencialidades nacionais. Para isso, foram elaborados cenários distintos e apresentadas trajetórias energéticas baseadas numa avaliação quantitativa robusta para cada cenário.

A OPEP concentra o debate socioambiental nas mudanças climáticas e no desenvolvimento sustentável, a partir do contexto da geopolítica e da segurança energética, das negociações climáticas e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), das Nações Unidas. O ODS 7 consiste no acesso à energia limpa, confiável e economicamente viável, e ocupa um papel central na discussão, junto à segurança energética e às emissões. Entende-se que a erradicação da pobreza energética é parte importante da construção de um futuro resiliente, sustentável e inclusivo.

11.1.1.1 *Dimensão Ambiental*

No estudo da IEA, as emissões são avaliadas em função dos riscos de aumento da temperatura global e de poluição do ar. Para a IEA, a transição energética segura está condicionada ao limite de 1,5 °C do aumento da temperatura média global da superfície da Terra. A adaptação foi discutida no âmbito da segurança energética, destacando os riscos, tanto tradicionais quanto novos, que impactam a resiliência dos sistemas energéticos. Dentro desse conjunto de riscos, foram mencionadas a concentração geográfica das cadeias de suprimento de tecnologias de energia limpa e a crescente necessidade de flexibilidade dos sistemas energéticos.

A IRENA analisa a dimensão ambiental segundo dois indicadores: as emissões de CO₂ e o consumo de recursos per capita. O primeiro busca refletir as desigualdades entre os países quanto à vulnerabilidade às alterações climáticas, enquanto o segundo indicador se refere à racionalidade quanto ao uso dos recursos, sobretudo os naturais, e tenta captar impactos na biodiversidade. A IRENA alerta que, apesar dos progressos, a transição energética implantada até agora está muito aquém daquela necessária para atender as metas do Acordo de Paris. Para isso acontecer, seria preciso uma transformação completa no modo que a sociedade produz e consome energia.

O PTE apresenta de forma objetiva quais as medidas necessárias para o Brasil atingir a neutralidade climática em 2050. Ainda que sejam previstas mudanças estruturais no setor energético, o principal desafio apontado são os setores de uso da terra (desmatamento) e agropecuário. Nesse sentido, são destacadas medidas de mitigação específicas ao mesmo tempo que podem ser associadas à produção de biocombustíveis, que são vistos como opção estratégica para a descarbonização.

A OPEP discute os desafios da mitigação e adaptação às mudanças climáticas, que devem ser enfrentados para reduzir o aquecimento, e ressalta as complexidades relacionadas à segurança energética e às metas de redução de emissão. As tecnologias com potencial para contribuir para economias de baixo carbono surgem como soluções, ao mesmo tempo que os recursos financeiros, a difusão de tecnologia e a cooperação internacional são reconhecidas como essenciais para os caminhos de descarbonização.

Como observado, todos os estudos abordam os desafios das emissões, mesmo que de formas diferentes, de modo a traçar suas trajetórias de descarbonização. Ressalta-se a importância do setor de uso da terra (desmatamento) para o alcance da neutralidade climática no estudo do PTE.

11.1.1.2 Dimensão Socioeconômica

Quanto à dimensão socioeconômica, a IEA avalia o acesso à energia sob ótica de custo, segurança e qualidade, assim como a necessidade de mudanças no comportamento do consumidor para se acelerar a transição. Além disso, aborda a geração de empregos na cadeia energética, ressaltando que a qualificação da mão de obra pode ser um gargalo importante para a transição.

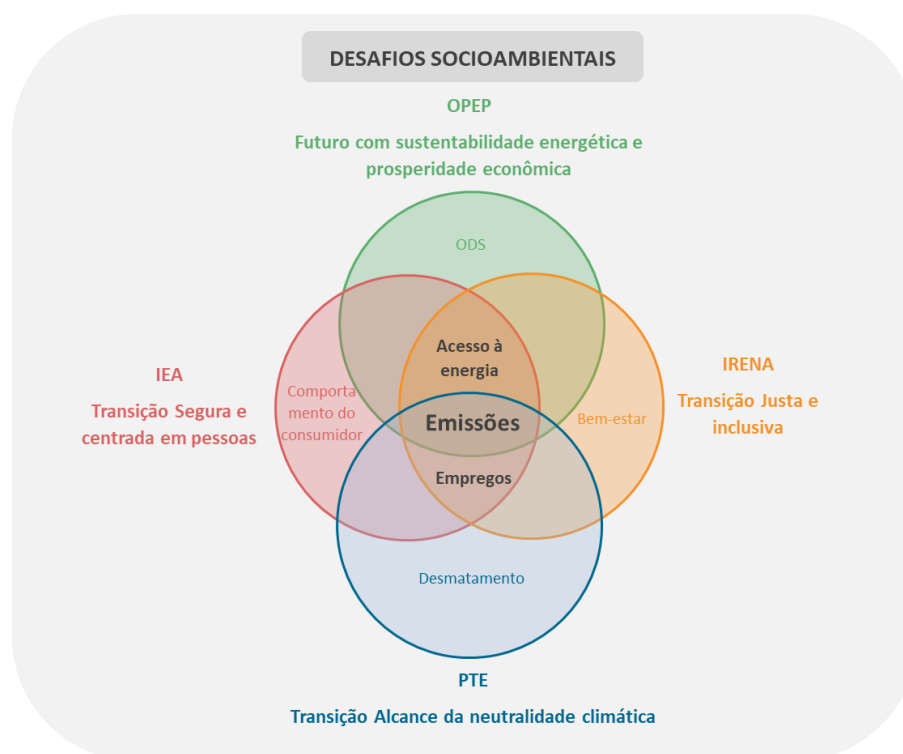
O estudo da IRENA reúne uma série de indicadores relacionados à dimensão socioeconômica, tais como: consumo e investimento per capita; desemprego; distribuição de renda e riqueza (entre países e dentro de países e regiões); acesso à energia básica; suficiência em energia (consumo de energia per capita e serviços energéticos para vida digna); gastos públicos para bem-estar social; e impactos da poluição na saúde (redução de combustíveis fósseis e acesso à energia de qualidade).

A dimensão socioeconômica no estudo PTE é discutida a partir do entendimento de como o Brasil irá aproveitar suas vantagens energéticas para potencializar crescimento econômico, modernização tecnológica, ampliação dos investimentos e geração de emprego e renda. Os empregos indicados no estudo sinalizam oportunidades e desafios, ao sistema educacional e ao mercado de trabalho, para atender às novas demandas exigidas para a transição.

A OPEP menciona a importância de erradicar a pobreza e o papel da energia para alcançar a Agenda 2030, colocando a segurança energética e a disponibilidade de energia como principais preocupações. O Objetivo de Desenvolvimento Sustentável - ODS 7 e suas metas embasam a análise da dimensão socioeconômica, a partir da discussão da relevância da energia para outros ODS e seu potencial para gerar benefícios sinérgicos. Nessa linha, a energia confiável e acessível é posta como crucial para a educação de qualidade, a saúde e o bem-estar geral da população.

Diante do exposto, é observado que IEA, IRENA e PTE trazem a temática da geração de empregos e a importância da qualificação da mão de obra. Também se nota que IEA, IRENA e OPEP abordam a questão do acesso à energia e a consideram em suas avaliações. Cabe ainda citar outros temas socioambientais destacados nos estudos, como: bem-estar (IRENA), comportamento do consumidor (IEA), desmatamento (PTE) e ODS (OPEP).

De modo a sintetizar a análise, a Figura 11-1 ilustra os desafios socioambientais identificados nos estudos e suas interseções. Em destaque, estão as emissões que são comuns a todos os estudos. Em seguida aparecem o acesso à energia e os empregos que estão presentes em três dos quatro estudos analisados.

Figura 11-1 - Desafios socioambientais identificados nos estudos analisados

Fonte: Elaboração EPE a partir de BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023), IEA (2023), IRENA (2023) e OPEC (2023).

11.1.2 Novas Tecnologias

Nos quatro estudos de cenarização considerados, é esperado o aumento da parcela de energias renováveis na matriz energética global. No entanto, a velocidade em que ocorre esse aumento varia com a abordagem de cada trabalho. Os cenários da IEA, IRENA e PTE, para 2050, convergem para futuros possíveis de descarbonização do setor energético, impulsionados pela maior adoção de tecnologias de baixa emissão. Um exemplo comum a esses três estudos, nesse sentido, é a intensificação da inserção das fontes solar fotovoltaica e eólica, o que ocorre mais lentamente na análise da OPEP. Atualmente, essas duas fontes renováveis já se encontram em estágio de desenvolvimento maduro e possuem perspectiva de se tornarem ainda mais competitivas na busca pela descarbonização. Os cenários da OPEP, por sua vez, também indicam um aumento de geração por usinas hidrelétricas, principalmente em países em desenvolvimento com recursos hídricos disponíveis. Ademais, os estudos da IEA e IRENA também apontam para a expansão da geração hidrelétrica mundialmente. Já os cenários do PTE mostram que em termos absolutos a geração de eletricidade via hidrelétricas se mantém na mesma ordem de grandeza, porém, em termos relativos, sua participação cai.

Com isso, para 2050, o cenário de neutralidade climática (NZE) da IEA aposta em uma trajetória na qual a oferta mundial de energia solar cresce mais de oito vezes entre 2022 e 2035, além de um aumento de mais de quatro vezes na oferta global de energia eólica no mesmo período. Em consonância, o cenário que atinge 1,5 °C em 2050 da IRENA aponta um caminho no qual, em

2030, faz-se necessário um aumento de mais de oito vezes na geração elétrica pela energia solar no mundo e de quase cinco vezes na energia eólica, incluindo a entrada da eólica *offshore*. Para os cenários do PTE, considerando a trajetória até 2030, o aumento da capacidade de geração elétrica ocorreria principalmente pela energia solar e eólica. No caso de referência do estudo da OPEP, é indicado que a energia solar e a eólica terão o crescimento mais rápido até 2045. Entre 2022 e 2035, a parcela combinada de outras energias renováveis¹⁷⁶, na matriz global, deverá aumentar de 2,7% para 7,9% em seu caso de referência. Dessa forma, a intensificação dos investimentos nessas fontes de energia, no horizonte decenal, é uma tendência comum a esses estudos de cenarização.

Os estudos analisados indicam a presença da energia nuclear no horizonte decenal, variando na intensidade de sua presença em cada cenário. Dentre as energias de baixa emissão de carbono, a IEA aposta no maior crescimento das energias renováveis como a solar, ao mesmo tempo que indica o avanço da energia nuclear como estratégia de descarbonização especialmente no setor elétrico em termos globais. A Agência aponta os reatores de grande escala como tecnologia predominante em seus cenários, porém pontua que o desenvolvimento de novas tecnologias como pequenos reatores modulares (SMR) pode estimular o potencial deste tipo de energia de baixa emissão a longo prazo.

Por outro lado, a IRENA aposta na redução da participação relativa da energia nuclear na matriz de geração elétrica em seu cenário 1,5 °C de 10% em 2020 para 4% em 2050. Como a geração triplica nestes 30 anos segundo a IRENA, isto reflete um aumento da oferta de energia nuclear em termos absolutos em cerca de um terço da capacidade em 2020 para 2050. Em termos de oferta de energia primária no horizonte decenal, a participação da nuclear sai de 5% em 2020 para 6% em 2035 no cenário de 1,5 °C da IRENA, de forma que a queda da participação dos combustíveis fósseis se dá principalmente pelo crescimento das renováveis neste cenário.

A OPEP indica um aumento de 29% (4,4 mboe/d), de 2022 a 2035, na demanda global de energia nuclear. Isso implica uma variação de sua participação, de 5,2% para 5,7%, na matriz. No entanto, é previsto que essa taxa de crescimento será menor que a de fontes de energia renováveis, como solar, eólica, geotérmica e maremotriz. O aumento dessas renováveis, para o mesmo período, está previsto em 238% (18,8 mboe/d). Já o PTE, considerando a realidade brasileira, inclui em cenário de neutralidade climática TA uma ampliação de potência adicional instalada de usinas nucleares em 4 GW em 2050, visando abatimento de emissões de GEE, e maior resiliência da robustez dos sistemas elétricos do País durante a transição energética.

No que tange ao setor de transportes, o debate sobre veículos elétricos e biocombustíveis no Brasil ocorre de maneira particular em relação ao restante do mundo. Os cenários analisados da IEA e IRENA apontam, a nível global, a eletrificação intensa dos transportes como importante solução para a transição energética. Segundo a IEA, em seu cenário de políticas vigentes, os veículos elétricos à bateria (BEV) respondem por 15% das vendas globais de novos veículos atualmente e devem chegar a 40% em 2030. No documento, a Agência também destaca a

¹⁷⁶ No estudo da OPEP, as fontes de energia solar, eólica, geotérmica e maremotriz foram tratadas como um só bloco, não havendo dados referentes a cada fonte individual.

liderança do Brasil em biocombustíveis como parte da transição energética do setor de transportes.

Já a IRENA aponta a necessidade de foco dos investimentos até 2030 em renováveis e infraestrutura, o que inclui a infraestrutura em relação aos veículos elétricos e sua demanda por minerais. A IRENA também considera crucial o uso de biocombustíveis para a descarbonização brasileira, e em seu documento cita o RenovaBio como exemplo de política pública de biocombustíveis.

O PTE, com a cenarização focada na realidade brasileira, reconhece a participação de veículos a combustão interna flex fuel na frota como uma vantagem competitiva para o País e apresenta a expansão dos biocombustíveis celulósicos como rota dominante de descarbonização de menor custo no setor de transporte em seus cenários TB e TG. O cenário TA, por sua vez, apresenta maior eletrificação, ainda assim indicando uma participação relevante dos biocombustíveis.

Em todos os cenários do estudo da OPEP, o setor de transportes foi considerado sob uma perspectiva global, com pouco foco em países específicos. A OPEP supõe, a curto e a longo prazo, que o motor de combustão interna ainda será a principal tecnologia para o transporte rodoviário, tanto para passageiros como para carga. Supõe, também, o desenvolvimento constante de maior eficiência desses motores. Para 2034, a OPEP prevê que haverá cerca de 300 milhões de veículos elétricos em circulação, o que equivale a 15% da frota global (RC). Apesar de veículos elétricos com células de combustível (FCEV) mostrarem maior potencial competitivo no setor de transporte comercial, este ainda terá maior uso de motores a diesel no seu cenário de referência (RC).

No contexto mundial, o hidrogênio é apresentado como uma das tecnologias-chave da transição energética devido à sua capacidade de ser utilizado como vetor de armazenamento de energia, o que pode viabilizar o avanço da eletrificação, além da possibilidade de seu uso em setores de difícil abatimento. Por exemplo, a IEA apresenta a utilização de hidrogênio verde como possibilidade para descarbonizar a produção de aço. No cenário NZE, a Agência estima a produção de 10 EJ¹⁷⁷ hidrogênio de baixa emissão para 2030. Especificamente para o Brasil, a IEA projeta uma demanda interna de hidrogênio que cresce 57% em 2030 em relação a 2022 no cenário de políticas estabelecidas e 94% no cenário de políticas anunciadas.

Por sua vez, a IRENA, além de apostar no hidrogênio verde¹⁷⁸ mundialmente, destaca a importância do hidrogênio azul (reforma do gás natural + captura e armazenamento de carbono (CCS)) enquanto o hidrogênio verde não for economicamente viável em certos setores. Em seu cenário de neutralidade climática, a IRENA estima 15 EJ de oferta mundial de hidrogênio de baixa emissão em 2030.

Já o estudo do PTE discute o hidrogênio à luz das tecnologias de baixa emissão, visando à aplicação em setores de difícil descarbonização ou como vetor para armazenamento de energia, e permitindo maior entrada das renováveis intermitentes como a eólica e a solar. Para 2030, a

¹⁷⁷ Um EJ (Exajoule) equivale a 10¹⁸ Joules, ou 280 mil GWh, ou 163 MMboe.

¹⁷⁸ Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água, sem emissão de CO₂ via reação principal.

produção brasileira de hidrogênio é baixa e passa a ser mais significativa nos cenários de Transição Global e Alternativa em 2040, ultrapassando 0,7 EJ, com a maior parcela destinada a uso indireto (como utilização de pilhas a combustível alimentada por etanol).

A OPEP apresenta o hidrogênio como uma das tecnologias avançadas para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas. O documento relata que o cenário ATS prevê maior investimento em redes de fornecimento de hidrogênio do que nos RC e LFS. Esse estudo associa essa tecnologia a outras, como captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS), captura direta de ar (DAC), remoção de CO₂ e economia circular de carbono, compondo um conjunto na vanguarda da transição energética. No entanto, é importante observar que, embora a avaliação qualitativa da importância do hidrogênio seja destacada, o relatório não apresenta projeções de oferta e demanda mundial dessa tecnologia.

Em relação às tecnologias de armazenamento, os estudos analisados reconhecem que a maior entrada de energias renováveis intermitentes (como solar e eólica) demanda avanço na capacidade de armazenamento a fim de garantir a estabilidade e segurança da rede elétrica. Nesse sentido, a IEA projeta um aumento rápido na capacidade de armazenamento especialmente no cenário NZE e na necessidade de investimentos no setor, tal como investimentos na infraestrutura de transmissão e distribuição. A Agência aponta para o avanço da tecnologia de baterias de íon de lítio no setor de veículos elétricos e, assim, para a importância desse mineral no processo de eletrificação.

Em consonância, a IRENA ressalta a necessidade de superar barreiras de infraestrutura em relação ao armazenamento de energia e integração de rede, incluindo modernização da transmissão e distribuição, para viabilizar a maior entrada de renováveis no mercado. A instituição apresenta baterias, armazenamento térmico e hidrogênio como tecnologias nessa área.

Por outro lado, a OPEP aborda menos a questão do armazenamento em relação à IEA e IRENA devido às premissas de seu cenário referência. Com isso, uma das principais diferenças entre os cenários de tecnologia avançada (ATS) e RC da OPEP é o grau de inserção de tecnologias de armazenamento.

Já o PTE aborda o armazenamento à luz do hidrogênio, que viabiliza maior entrada de renováveis. Seu cenário de maior eletrificação (TA) considera a entrada de baterias eletroquímicas para atender o aumento significativo da eólica. Já nos cenários TB e TG, os biocombustíveis se apresentam como tecnologia de menor custo frente às baterias de veículos elétricos.

Além disso, a eficiência energética é um tema citado pelos quatro estudos analisados e partir do qual novas tecnologias podem surgir e se consolidar. Nas projeções globais dos cenários APS e NZE da IEA e 1,5 °C da IRENA, melhorias em eficiência energética são elementos chave para a redução de emissões a fim de alcançar as metas climáticas de suas trajetórias. Ambas as instituições conferem destaque ao tema e apontam para a necessidade de aumento de investimento na área, apresentando números que indicam uma taxa maior em relação à implementada mundialmente.

Por sua vez, o PTE cita a eficiência energética como uma das áreas em que inovações tecnológicas necessárias para atingir a neutralidade climática em 2050 que podem ser

financiadas com recursos do setor de óleo e gás brasileiro. Em seus cenários, a OPEP considera um contínuo avanço tecnológico especialmente no que tange à eficiência energética, embora não assuma como hipótese tecnologias disruptivas. O estudo da OPEP considera investimentos em eficiência como obstáculos críticos da implementação de energias de baixa emissão de carbono para países em desenvolvimento. A redução da demanda mundial de energia entre seus cenários RC e o ATS é impactada, dentre outros fatores, pela maior inserção de tecnologias de eficiência energética no ATS.

A Tabela 11-2 sintetiza as oportunidades tecnológicas descritas nesta seção, mostrando que cada instituição aborda estratégias e diferentes caminhos possíveis para processos de transição energética e descarbonização. Não há um único caminho a ser seguido e as apostas em novas tecnologias devem ser debatidas com a sociedade a partir das particularidades da realidade brasileira e da análise crítica das vantagens e impactos de cada uma.

Tabela 11-2 - Oportunidades tecnológicas nos estudos IEA, IRENA, OPEP e PTE

Tecnologia	IEA	IRENA	OPEP	PTE
	Global	Global	Global	Nacional
Solar e eólica	Aumento da parcela de energias solar e eólica nos cenários com metas abaixo de 2 °C.			
	NZE: oferta mundial de energia solar cresce mais de oito vezes entre 2022 e 2035, e eólica mais de quatro vezes.	1,5 °C: aumento de mais de oito vezes na geração elétrica pela energia solar e de quase cinco vezes na eólica para 2030.	RC: energia solar e a eólica são fontes com o crescimento mais rápido até 2045.	Para 2030, o aumento da capacidade de geração elétrica ocorreria principalmente pela solar e eólica.
Nuclear	Indica o avanço da energia nuclear como estratégia de descarbonização especialmente no setor elétrico. Aposta em SMR para longo prazo.	Redução da participação relativa da energia nuclear na matriz de geração elétrica em seu cenário 1,5 °C de 10% em 2020 para 4% em 2050.	RC: aumento de 29%, de 2022 a 2035, na demanda global de energia nuclear. Isso implica uma variação de sua participação, de 5,2% para 5,7%, na matriz.	Cenário TA prevê uma ampliação de potência adicional instalada de usinas nucleares em 4 GW em 2050.
Veículos elétricos e biocombustíveis	Indica eletrificação intensa dos transportes no NZE. VEs a bateria devem chegar a 40% das vendas em 2030.	Indica eletrificação intensa dos transportes no 1,5 °C. Sugere 360 milhões de carros elétricos de passageiros em 2030.	Para 2034, a OPEP prevê cerca de 300 milhões de VEs. Maior uso de motores a diesel no seu cenário de referência (RC).	Biocombustíveis se mantêm relevantes mesmo no cenário com maior eletrificação.

Considerada tecnologia importante para a transição energética, discutida nos estudos.

Hidrogênio	Cenário NZE estima uma produção mundial de 10 EJ de hidrogênio de baixa emissão para 2030.	Cenário 1,5 °C estima uma oferta mundial de 15 EJ de hidrogênio de baixa emissão em 2030.	ATS prevê maior investimento em redes de fornecimento de H ₂ que RC e LFS. Não apresenta projeção global de oferta e demanda do H ₂ .	Na década de 2030, a produção brasileira de hidrogênio é baixa, se acelerando nas décadas seguintes. Nos cenários de TG e TA em 2040, ultrapassam 0,7 EJ.

Tecnologia	IEA	IRENA	OPEP	PTE
	Global	Global	Global	Nacional
Captura de carbono	No NZE: captura global de 1 Gt CO ₂ em 2030. Aposta no abatimento de emissões de combustíveis fósseis com CCUS.	Aposta em CCS e BECCS, com captura de 1 Gt CO ₂ em 2030 via CCS e 0,7 GtCO ₂ via BECCS em seu cenário 1,5 °C.	Aposta no abatimento de emissões de combustíveis fósseis com CCUS no cenário ATS.	Em seus cenários TB e TG aposta em CCS associado a bioeletricidade (e não a combustíveis fósseis) e BECCS.
Eficiência energética	Tecnologias chave para redução de emissões no APS e NZE. Aponta necessidade de investimentos.	Tecnologias chave para redução de emissões no 1,5 °C. Aponta necessidade de investimentos.	Maior inserção de tecnologias de eficiência no ATS. Investimentos como obstáculos críticos para países em desenvolvimento.	Aponta como área que necessita de inovações.
Armazenamento	Maior entrada de renováveis intermitentes demanda avanço na capacidade de armazenamento.			
	Aumento rápido da capacidade de armazenamento e necessidade de investimentos.	Necessidade de superar barreiras de infraestrutura em relação ao armazenamento.	Cenário ATS inclui maior inserção de tecnologias de armazenamento que RC.	TA considera baterias eletroquímicas para atender o aumento da eólica.

Fonte: Elaboração EPE, a partir de BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023), IEA (2023), IRENA (2023) e OPEC (2023).

11.1.3 Minerais Estratégicos

Os estudos da IEA, IRENA e PTE indicam a eletrificação e a expansão da capacidade de geração de energia de baixa emissão de carbono, aliadas à eficiência energética, como principais rotas tecnológicas necessárias para a transição energética. O estudo da OPEP também supõe avanços de eletromobilidade, mas destaca possíveis empecilhos, como o aumento da demanda de energia elétrica, a necessidade de expansão de linhas de transmissão, a disponibilidade e o custo de minerais estratégicos. As tecnologias de baixa emissão, como geração de energia solar e eólica, a eletrificação do transporte (especialmente devido às baterias), produção de hidrogênio, entre outras, são mais intensivas em materiais como cobre, níquel, cobalto e terras raras, do que as tecnologias tradicionais. Esse tema é abordado diretamente nos relatórios da IRENA e com maior intensidade no relatório da IEA.

A IRENA destaca que os minerais são essenciais para redes elétricas, painéis solares e veículos elétricos, prevendo que a demanda mundial por cobre, lítio, níquel e cobalto deve dobrar ou triplicar até 2030. Para atender a demanda crescente, é necessário um aumento significativo nos investimentos em mineração e processamento, além de inovações no setor. A IRENA também ressalta o papel crucial da reciclagem, afirmando que, apesar da alta demanda, esses materiais podem ser mantidos na economia circular através de práticas eficazes de reciclagem.

A IEA também destaca o aumento da demanda por minerais, abordando o tema do fornecimento de maneira mais abrangente e enfatizando a gestão de riscos relacionada ao fornecimento de minerais estratégicos. Sugere que, além de inovação e reciclagem, são necessárias a substituição de minerais e a desconcentração de atividades de produção e processamento, pois estas são geograficamente limitadas a poucas regiões do mundo. A diversificação e ampliação do fornecimento são essenciais para mitigar esses riscos, estabelecendo uma rede mais robusta

de relações produtor-consumidor e garantindo que o fornecimento acompanhe a crescente demanda. Esse descompasso entre oferta e demanda tem impactado os preços dos minerais, o que pode tornar a transição mais cara ou mais demorada.

O PTE não aborda diretamente o tema, mas um estudo específico sobre minerais para a transição energética está previsto na segunda fase de estudos do Programa, com elaboração ao longo de 2024. No relatório da OPEP, por sua vez, há menções escassas sobre esses minerais, com foco no seu impacto sobre o preço dos minerais críticos¹⁷⁹, o que pode tornar os EVs mais caros, especialmente se a indústria continuar dependente das baterias de íon-lítio.

Embora o tema não tenha sido tratado explicitamente nos estudos do PTE e da OPEP, é possível avaliar preliminarmente a intensidade do uso de minerais nos quatro relatórios, a partir da geração da matriz elétrica e eletrificação do transporte. A Tabela 11-3 ilustra a intensidade do uso de minerais nos diferentes estudos.

Tabela 11-3 - Comparação da intensidade de minerais estratégicos nos estudos analisados

Intensidade de Minerais Estratégicos	IEA NZE	IRENA 1.5 °C	OPEP ATS	PTE TA
	Global	Global	Global	Nacional
Minerais Críticos na Matriz Elétrica				
Minerais nas Transmissão e Distribuição				
Minerais no Setor de Transporte				

Fonte: Elaboração EPE, a partir de BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023), IEA (2023), IRENA (2023) e OPEC (2023).

Legenda: do vermelho ao verde, a gradação de cores indica, respectivamente, maior e menor intensidade do uso de minerais.

Todos os estudos indicam incremento nas energias solar e eólica na matriz elétrica, embora com velocidade e intensidade variadas. Consequentemente, há aumento da intensidade mineral nos cenários, pois tanto a energia eólica quanto a solar fotovoltaica demandam mais minerais do que as fontes tradicionais. Os cenários da IEA e da IRENA apresentam uma maior proporção dessas tecnologias em relação ao total da capacidade instalada em 2030, quando comparados aos cenários do PTE e ainda maior quando comparada a OPEP.

O crescimento da capacidade de geração, especialmente de energia de fontes de baixa emissão, exige investimentos significativos na expansão de transmissão e distribuição, além da modernização das linhas. Como consequência, há aumento da procura por minerais, utilizados na infraestrutura da rede elétrica. No Cenário IEA-NZE, as redes de transmissão e distribuição se expandem em cerca de 2 milhões de quilômetros (km) a cada ano até 2030. A IRENA destaca a necessidade de investimento em infraestrutura, estimando que a ampliação das energias renováveis exigirá investimentos anuais de 0,6 trilhão USD para a expansão e modernização da rede elétrica até o fim da década. Já o PTE prevê um aumento de 30% a 60% nas linhas até 2050. Essas expansões traduzem-se em incremento no uso desses minerais, principalmente o cobre e

¹⁷⁹ Alguns países e estudos se referem a minerais críticos e o Brasil possui a lista de minerais estratégicos. Nesse contexto, minerais críticos e estratégicos estão sendo usados como sinônimos. Porém, a conceituação e diferenciação é explicada no item de Minerais Estratégicos deste capítulo.

o alumínio, fundamentais na construção destas linhas. Nos cenários da OPEP, não há ênfase no setor elétrico, portanto não há projeções sobre expansão da geração e de linhas de transmissão.

Todos os estudos também preveem um aumento na eletrificação do transporte até 2030. A intensidade de minerais utilizada em um carro elétrico pode ser até seis vezes maior do que no transporte tradicional, principalmente devido às baterias¹⁸⁰.

A IEA, seguido da IRENA, é o que tem os cenários com maior aposta na eletrificação do transporte. Além da eletrificação, o PTE aposta nos biocombustíveis como estratégia para reduzir as emissões do transporte no Brasil. Por isso, sua demanda por minerais acaba sendo inferior aos dos outros estudos. A OPEP-ATS não aborda diretamente o setor de transporte no cenário, mas a projeção de inserção de veículos elétricos no OPEP-RC é próxima às projeções da IRENA-1.5 °C.

A transição energética, conforme apresentada nos estudos da IEA, IRENA, OPEP e PTE, exigirá um aumento significativo na demanda por minerais, com o crescimento da eletrificação do transporte, a expansão da geração de energia solar e eólica e aumento das estruturas de transmissão e distribuição.

11.1.4 Políticas Públicas

As políticas públicas possuem um papel importante para a realização de uma transição energética justa e inclusiva. Dessa forma, os quatro estudos apresentam um conjunto de temas que precisam estar na agenda política. Entretanto, cada estudo possui uma visão única sobre o papel da política pública e tratam de temas similares e distintos.

A IEA traz a necessidade de políticas públicas voltadas para a redução dos riscos regulatórios, políticos e geopolíticos relacionados à transição energética. Além disso, a IEA apresenta a necessidade de políticas voltadas para minerais críticos.

Os aspectos socioeconômicos são amplamente discutidos no estudo da IRENA, sendo apresentada a necessidade de políticas públicas voltadas ao mercado de trabalho, capacitação, requalificação de profissionais e bem-estar social. Além disso, mostra que a colaboração internacional é uma das chaves para a transição energética e que esse tema deve estar na agenda política.

No estudo PTE, é sugerido um conjunto de políticas públicas voltadas ao aproveitamento das vantagens competitivas existentes no Brasil, no sentido da transição energética de indústrias de O&G, biocombustíveis, renováveis e nuclear. O estudo se difere dos demais ao dar maior relevância a conservação ambiental, mencionando temas como o desmatamento, recuperação de áreas degradadas e ao uso do solo. Além disso, apresenta a necessidade de uma neutralidade tecnológica, que permita a combinação e a competição entre soluções tecnológicas diversas.

A OPEP apresenta que a segurança energética e a acessibilidade energética estão em foco na agenda política de diversos países. Neste contexto, o relatório destaca o uso do gás natural, sendo um recurso capaz de substituir o uso de carvão e ajudar a reduzir a pobreza energética e

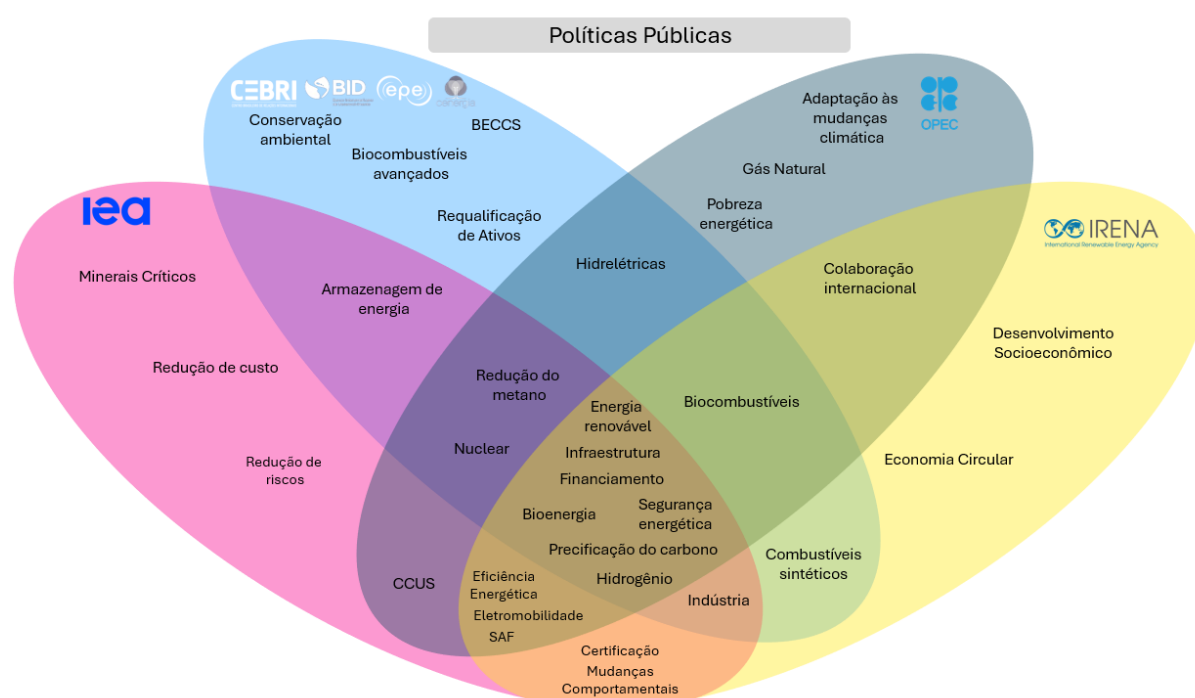
¹⁸⁰ IEA *Critical minerals in clean energy transition*, 2021

aumentar o acesso à energia em alguns países. Além disso, o relatório apresenta a necessidade de políticas voltadas a adaptação e a mitigação climática.

Os estudos apresentam o papel da política pública para a implementação de renováveis, como as energias solar e eólica. Para viabilizar essa implementação, é essencial o desenvolvimento de mecanismos de financiamento, que possibilitem a construção de uma infraestrutura robusta e flexível capaz de suportar a inserção de novas tecnologias de geração e a crescente demanda por eletrificação. A precificação de carbono é uma ferramenta estratégica para internalizar os custos ambientais das emissões, estimulando investimentos em novas tecnologias. Por fim, uma política industrial focada em inovação e sustentabilidade pode impulsionar a competitividade do setor energético, promovendo um crescimento econômico alinhado com as metas climáticas globais.

A realização de uma transição energética justa e inclusiva é uma tarefa complexa e com a interdependência de diversos fatores. Não há uma solução única e definitiva capaz implementar a transição energética garantindo segurança energética, sustentabilidade ambiental e desenvolvimento econômico. Desta forma, a Figura 11-2 apresenta os temas relacionados às políticas públicas enfatizados em cada estudo.

Figura 11-2 - Principais temas relacionados às políticas públicas nos estudos analisados



Fonte: Elaboração EPE a partir de BID, CEBRI, CENERGIA e EPE (2023), IEA (2023), IRENA (2023) e OPEC (2023).

Os documentos apresentam os temas relacionados a políticas públicas em um contexto mundial, exceto o PTE. Dessa forma, é preciso entender como essas políticas e soluções podem contribuir para a solução dos desafios brasileiros, permitindo a criação de um ambiente favorável para o desenvolvimento de uma economia de baixo carbono e capaz de alavancar as vantagens competitivas nacionais.

11.2 Desafios Socioambientais da Transição Energética

A transição energética é uma agenda global que busca mitigar os efeitos das mudanças climáticas e promover um desenvolvimento econômico mais sustentável. Esse processo enfrenta desafios sociais e ambientais que demandam integração entre diferentes setores, além de inclusão e justiça social. Este item do capítulo oferece uma análise da transição energética no Brasil, abordando as bases do conceito de transição justa, incluindo os princípios de justiça ambiental, climática e energética, com foco nas dimensões de justiça distributiva, processual e de reconhecimento. Além disso, explora os desafios inerentes à transição, com ênfase particular nos desafios sociais.

11.2.1 O grande desafio do caso brasileiro: Uma transição justa e inclusiva

No Brasil, a transição energética iniciou-se na década de 1970 numa reação ao choque internacional do petróleo. Naquela oportunidade, buscava-se segurança no suprimento de recursos energéticos (Solingen, 1991). Devido ao sucesso na busca por alternativas ao petróleo, o Brasil se tornou uma referência positiva, do ponto de vista de sua matriz energética, especialmente da matriz elétrica, em termos da utilização de energias renováveis (de Oliveira *et al*, 2018). Entretanto, o fato de o Brasil ter alcançado uma alta renovabilidade na sua matriz energética e elétrica não significa que todas as oportunidades sociais e ambientais foram integralmente aproveitadas e, portanto, essas dimensões seguem representando grandes desafios ao processo de transição energética brasileiro. Nesse ponto, é importante ressaltar que, independentemente da trajetória a ser adotada, a diretriz do governo brasileiro determina que a transição energética deve contribuir para o desenvolvimento econômico e para a redução das desigualdades socioeconômicas, sem comprometer a segurança alimentar e energética do País¹⁸¹.

Embora a transição energética, na busca da redução das emissões de carbono, colabore para o combate às mudanças climáticas, a sua execução pode trazer efeitos colaterais ao meio ambiente. No caso brasileiro, uma atenção especial deve ser dada àqueles aspectos relacionados ao comprometimento da biodiversidade e dos recursos hídricos, revelados por meio do aumento do desmatamento e outras conversões do uso do solo de maneira desordenada, além dos conflitos decorrentes dos usos múltiplos da água. Esses aspectos relacionados à expansão das fontes energéticas estão destacados, com suas oportunidades e desafios, no capítulo 10 – da Análise Socioambiental, deste Plano Decenal.

Além da produção direta de energia, processos correlatos, destacadamente a mineração (considerando as necessidades dos minerais críticos e estratégicos para a transição energética mundial), podem contribuir para externalidades negativas. Para o tratamento desses aspectos,

¹⁸¹Para saber mais, veja as ações do governo brasileiro relacionadas à transição energética no contexto do Plano de Transformação Ecológica: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/transformacao-ecologica/transicao-energetica>

contribuem a regulação e certificações ambientais existentes, contudo, questões socioambientais relacionadas à mineração de elementos estratégicos estão abordadas no item “Minerais Estratégicos para a Transição Energética” deste capítulo.

Considerando que os principais desafios e oportunidades ambientais da expansão energética no horizonte decenal estão no foco do capítulo 10 deste Plano Decenal, aqui neste item destacaremos a dimensão social da transição energética. Visando a transição justa e inclusiva, serão necessárias estratégias e políticas públicas¹⁸² que considerem desde aspectos regionais até a escala comunitária, enxergando diversos recortes sociais.

A abordagem regional torna visível as diferenças culturais e desigualdades socioeconômicas observadas no território brasileiro, pois as necessidades energéticas variam conforme a geografia e a situação econômica de estados e regiões, o que nos traz a ideia de que há transições energéticas variadas a serem realizadas no Brasil. A Amazônia é energeticamente peculiar, com diferentes necessidades do Nordeste, que por sua vez são distintas da região Sul. Compreender estas diferenças contextuais e de expectativas, já presentes em planos subnacionais de transição energética, é reforçar o compromisso de reduzir desigualdades e catalisar esforços.

Já a escala comunitária também deve ser considerada quando se pensa em transição energética, pois é neste nível que surgem questões centrais para a convivência com as novas tecnologias de geração. E, caso as questões comunitárias sejam desconsideradas, pode haver resistências sociais que inviabilizem a transição energética justa e inclusiva no nível de País. Uma vez que no Brasil a desigualdade social é acentuada, é essencial que a expansão e ou transição energética considere essa assimetria, com muita atenção para não perpetuar ou agravar as desigualdades e, quando possível, atuar para reduzi-las. Aqui é notório o caso do Nordeste brasileiro, com grande potencial para energias renováveis, até mesmo tecnologias disruptivas, entretanto, com desigualdades econômicas e energéticas entre o ambiente de geração de energia e as condições de vida da população em geral. A formulação de políticas públicas que levem em consideração essa escala oferece soluções abrangentes para desafios que vão além da redução da desigualdade de renda, abarcando também a promoção de uma participação social ampla, inclusive nos processos de tomada de decisão.

De forma complementar e integrada às abordagens regional e local comunitária, a transição energética terá de olhar de forma dedicada a diferentes recortes sociais da população brasileira. Neste ponto, é importante observar quem são os mais vulnerabilizados, de forma que a transição energética promova, além da segurança energética, a sustentabilidade, empregabilidade e inclusão social. É sabido que no Brasil há disparidade de gênero, desigualdade étnico-racial, alto índice de desemprego e subemprego, incluindo uma população jovem, com baixa formação educacional e profissional. Neste contexto, o uso (ou a falta de) das tecnologias de energia pode afetar de forma diferenciada mulheres, negros, crianças, idosos e pessoas com saúde debilitada, minorias étnicas e indígenas, comunidades de baixa renda, populações rurais e mesmo

¹⁸²Políticas socioambientais e climáticas relacionadas à transição energética estão também abordadas no item “Políticas Públicas” deste Capítulo.

trabalhadores de setores energéticos tradicionais que serão progressivamente forçados a se requalificar ou dispensados no processo da transição energética.

Segundo Heffron (2024)¹⁸³ o primeiro passo em qualquer decisão energética, visando expansão e ou transição, deve ser considerar a justiça energética para garantir resultados justos, pois isso equilibra riscos, recompensas e responsabilidades, protegendo o futuro. Esse equilíbrio pode formar um novo contrato social entre indivíduos e grupos interessados ou envolvidos no setor energético, essencial para integrar a justiça energética no processo de tomada de decisão na sociedade. Na visão brasileira, em linha com os esforços do MME, a transição energética deve ser vista como um novo modelo de desenvolvimento social e econômico, não apenas como uma substituição tecnológica. Para que ninguém seja excluído, é necessário colocar as pessoas no centro das políticas públicas de transição energética, combater a pobreza energética e garantir o acesso às novas tecnologias a todas as camadas da população. Concomitantemente, devemos mitigar os impactos negativos dos projetos de energia e mineração, ampliando os benefícios sociais para as comunidades afetadas. No Brasil, a inclusão social e o combate à fome e à pobreza estão em destaque, com a energia sendo crucial para o desenvolvimento social e econômico.

Dessa forma, é importante contextualizar as prioridades brasileiras com as diferentes perspectivas atribuídas à transição energética no mundo, tais como justa, sustentável, rápida, inovadora, democrática, digital, entre outras. O uso dessas diferentes adjetivações apresenta as prioridades e os valores que guiam o processo em cada realidade local. Um resgate conceitual nos auxilia a compreender a complexidade do processo e garantir a coerência das políticas e ações adotadas, evitando reducionismos e permitindo a visão da transição energética como uma transformação social mais abrangente.

11.2.2 Transição justa: Conceituação

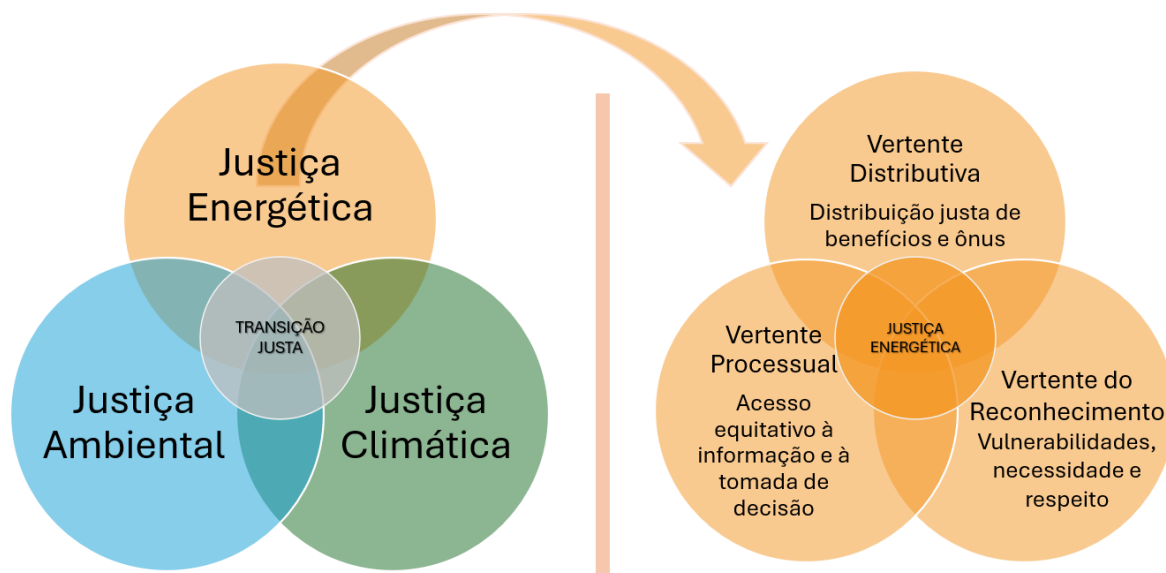
O conceito de “transição justa” se tornou um dos fundamentos para o planejamento energético contemporâneo. Foi formulado nos anos 1970 para chamar a atenção dos direitos de trabalhadores e comunidades próximas a indústrias dependentes de carbono, no contexto de fim dessas atividades nos EUA. Posteriormente, alcançou fóruns internacionais, com destaque para a declaração da COP 16 (Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2010), pela Organização Internacional do Trabalho (OIT) em 2015 (Guidelines for a Just Transition) e, finalmente, no Acordo de Paris, de 2015, entre outros.

Atualmente, o conceito de “transição justa” aciona critérios da justiça energética, justiça ambiental e justiça climática. Este conceito se refere a um conjunto de estratégias com vistas a mudança para uma economia de baixo carbono, que beneficie todas as camadas da sociedade, minimizando impactos negativos sobre os trabalhadores, famílias, comunidades e grupos

¹⁸³Heffron, R.J. (2024). Energy Justice—The First Step in an Energy Decision Today. In: Heffron, R.J., de Fontenelle, L. (eds) The Power of Energy Justice & the Social Contract. Just Transitions. Palgrave Macmillan, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-46282-5_1

vulnerabilizados. Portanto, tenta conciliar objetivos ambientais, econômicos e sociais (ver Figura 11-3).

Figura 11-3 - Relação entre os conceitos de Transição Justa e Justiça Energética



Fonte: Elaboração EPE a partir de Wang e Lo (2021)

A justiça ambiental é uma das três concepções de justiça em que se alicerça a transição justa. Trata da distribuição desigual dos benefícios e ônus dos impactos ambientais das indústrias em geral, sobretudo com foco sobre a qualidade de vida de comunidades marginalizadas. As comunidades de baixa renda e as minorias étnico-raciais são desproporcionalmente afetadas por impactos ambientais negativos, estando com mais frequência próximas à localização de indústrias poluentes e aterros sanitários. Integrar a justiça ambiental na transição justa significa desenvolver políticas que protejam sobremaneira essas comunidades de novas frentes extrativas, ou colocá-las como prioritárias na escolha de novas atividades que aumentem os benefícios ambientais, gerando um ambiente mais limpo e seguro.

A justiça energética, por sua vez, abrange todo o processo de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia. Seu objetivo é compreender onde ocorrem as injustiças, quais grupos sociais são afetados e como evitar ou remediar essas situações (Sovacool e Dworkin, 2015). Originalmente é estruturada em três vertentes: distributiva, de reconhecimento e processual.

- A **justiça distributiva**, originalmente concentrada na exposição da distribuição desigual dos benefícios e impactos ambientais dos sistemas energéticos entre os grupos de renda e de raça, sendo essencialmente territorial (justiça ambiental). A injustiça distributiva no acesso e consumo de energia (**pobreza energética**) se tornou um campo autônomo de pesquisa e políticas públicas.
- A **justiça processual** ou procedimental diz respeito à avaliação da justiça, equidade e imparcialidade dos procedimentos e das tomadas de decisão, garantindo a participação de todos os envolvidos de forma não discriminatória.

- A **justiça de reconhecimento** se refere à avaliação dos processos e situações de “desrespeito, insulto e degradação que desvaloriza identidades de algumas pessoas e alguns lugares em comparação com outros” (Walker, 2009 apud McCauley et al., 2013). Isso inclui o reconhecimento das perspectivas divergentes enraizadas em diferenças sociais, étnicas, raciais e de gênero para superar formas de dominação cultural e política, insultos, degradação e desvalorização (McCauley et al., 2013).

A justiça climática enfoca os efeitos das mudanças no clima considerando as responsabilidades e vulnerabilidades diferenciadas entre países e regiões em relação às emissões históricas e o padrão de consumo de diferentes populações. Países e comunidades que historicamente têm contribuído menos para as emissões de gases de efeito estufa muitas vezes sofrem os impactos mais severos das mudanças climáticas e tem menos condições de adaptação e mitigação.

Uma transição justa incorpora a justiça climática ao promover a equidade nas ações climáticas, responsabilizando mais aqueles que têm maior contribuição histórica para o problema e proporcionando apoio adicional às comunidades e nações mais vulneráveis. A justiça climática tem necessariamente um apelo universal, porém reconhece como o desenvolvimento foi desigual, entre as regiões, e combinado, *i.e.*, há necessidade de interconexões entre os centros avançados e as regiões periféricas que condicionam o padrão de desenvolvimento de ambos.

Políticas que ignoram qualquer um dos pilares da transição justa irão exacerbar desigualdades existentes e gerar resistências significativas a uma economia de baixo carbono. Por essa razão, considerar estes aspectos no planejamento energético de um país é crucial para a sustentabilidade a longo prazo das políticas energéticas e climáticas.

Em contraste, políticas energéticas justas fomentam a aceitação social e política da transição, garantindo que os benefícios de um futuro energético e climático sustentável sejam amplamente compartilhados. Portanto, fortalecer o direito e a qualidade de vida dos trabalhadores, famílias e comunidades diante das mudanças climáticas e durante as transformações energéticas é necessário para alcançar a redução das emissões e para a liberdade das pessoas exercerem plenamente suas capacidades humanas.

11.2.3 Desafios na vertente distributiva

11.2.3.1 Garantir geração de benefícios (empregos e renda)

O conceito de “transição energética justa” surgiu nos anos 1970, vinculado às lutas sindicais no setor energético dos EUA, com foco em garantir condições de trabalho seguras e combater impactos ambientais. No início dos anos 2000, o termo ganhou destaque internacional nas negociações climáticas, passando a incluir a proteção dos trabalhadores. Contudo, o foco dos sindicatos mudou para as respostas às mudanças climáticas, distanciando-se das preocupações originais. Desde os anos 1990, o conceito se difundiu globalmente, sendo atualmente estudado pela OIT como um elemento central no debate sobre a transição energética (Just Transition Research Collaborative, 2018).

Em 2015, com base na sua estrutura tripartite envolvendo governos, empresas e trabalhadores organizados, a OIT publicou as diretrizes para uma transição justa (OIT, 2015). No documento, a organização considera que, se bem gerida pelos governos e parceiros sociais, a transição

energética justa pode oferecer oportunidades para o mundo do trabalho. As mudanças decorrentes da transição causarão tanto a criação quanto a eliminação de empregos diretos e indiretos, que se propagará ao longo das cadeias de suprimentos. O ganho líquido se destaca como oportunidade de criação de um número significativo de empregos adicionais através de investimentos em produção e consumo ambientalmente sustentáveis e gestão dos recursos naturais, como resultado das mudanças na matriz energética e nas políticas associadas. Além disso, a transição pode trazer melhorias na qualidade dos empregos e nos rendimentos a partir de processos mais eficientes e ambientalmente sustentáveis, potencializando o desenvolvimento de novas competências e especializações. Por fim, existe a oportunidade de inclusão social através do acesso à energia ambientalmente sustentável, de qualidade e com preços acessíveis e via pagamentos por serviços ambientais, principalmente para mulheres e comunidades rurais.

Por outro lado, a OIT destaca grandes desafios para uma transição energética justa. No contexto de uma reestruturação socioeconômica, os principais desafios para os trabalhadores são maior automação das máquinas e equipamentos, deslocamento de trabalhadores entre setores da economia e a baixa mobilidade laboral para grupos específicos como os idosos, fatores que poderão causar perdas de empregos. Além disso, a adaptação às mudanças climáticas traz à tona desafios significativos para empresas, locais de trabalho e comunidades, que deverão promover adaptações para evitar danos e perdas tanto de ativos, como de meios de subsistência, além da migração involuntária. Por fim, a OIT chama a atenção para uma possível alta nos preços da energia e das commodities com consequentes efeitos negativos na distribuição de renda, agravando desigualdades sociais. Juntos, esses desafios destacam a complexidade e a necessidade de estratégias bem coordenadas para garantir uma transição justa e inclusiva (OIT, 2015 e García-García et al., 2020).

No contexto brasileiro, por um lado, há outros desafios relacionados ao mercado de trabalho que podem dificultar o processo da transição energética, tais como o envelhecimento da população em idade ativa, aumento da idade média dos trabalhadores, problemas com a transferência de experiência para a geração mais jovem e a falta de especialistas com as qualificações necessárias no mercado de trabalho (BRICS, 2023).

No Brasil, 49,1% da matriz energética se baseia em fontes renováveis e observa-se resultados de destaque em relação à geração de empregos diretos e indiretos em energias renováveis. No total, o Brasil empregou cerca de 1,4 milhões de pessoas no setor de energias renováveis, correspondendo a 10% do total mundial (IRENA e OIT, 2023). Destaca-se que há um grande volume de empregos concentrados exclusivamente na fase de instalação, como no caso das usinas hidrelétricas e solares (IRENA, 2024), por exemplo. Cada fonte de geração de energia apresenta particularidades na geração de empregos, tanto na cadeia de suprimentos nacionais e importados, quanto na operação e manutenção dos empreendimentos.

Porém, novas habilidades serão necessárias, tornando a requalificação da força de trabalho atual no setor de energia uma prioridade. Ao investir em educação e treinamento, a força de trabalho será capacitada para atender às demandas de um cenário energético em evolução. Já o fomento da pesquisa e da inovação em tecnologias de energia limpa abrirá caminho para avanços revolucionários. Estudo do BRICS destaca, ainda, a importância da cooperação entre os países

e a oportunidade de enfrentar desafios comuns ao compartilhar melhores práticas, alinhar políticas e promover a integração regional do mercado de trabalho (BRICS, 2023).

Investimentos em energias renováveis são importante vetor para a criação de empregos, seja na fabricação de equipamentos, na construção, operação e manutenção (O&M) das usinas, mas há outras atividades relevantes como a implantação de programas de eficiência energética para edifícios, transporte e indústrias que criam empregos em áreas como auditoria energética, *retrofit* e fabricação de tecnologias energeticamente eficientes (IRENA e OIT, 2023).

A transição para fontes de energia renováveis e tecnologias verdes pode levar à eliminação gradual de empregos baseados no setor de energia fóssil. Por outro lado, a infraestrutura e o conhecimento da indústria do petróleo podem ser aproveitados no desenvolvimento de outras fontes, como a eólica offshore, promovendo também uma readequação dos empregos. Portanto, é essencial implementar políticas e programas específicos para os trabalhadores e comunidades dependentes de indústrias intensivas em carbono, como a requalificação e o aprimoramento de habilidades, permitindo-lhes a transição para novas oportunidades de emprego. A transição para a eletromobilidade e combustíveis alternativos, por exemplo, oferece oportunidades para inserção laboral com a economia circular, o que pode compensar os empregos que correm o risco de serem substituídos, como aqueles ligados à distribuição e varejo de derivados de petróleo e à manutenção automotiva. Além disso, de acordo com OIT e IRENA, a transição energética, para os trabalhadores de forma geral, pode ser uma oportunidade de garantir benefícios, incluindo salários justos, segurança no emprego, proteção social e diálogo.

Visando garantir a geração de empregos de qualidade na transição energética justa, diversas ações podem ser direcionadas, como iniciativas de formação e educação da força de trabalho para empregos em energia renovável com igual acesso para mulheres, jovens e minorias; políticas para apoio a trabalhadores e comunidades por meio de assistência para requalificação, suporte de renda, recolocação no mercado de trabalho e desenvolvimento de projetos comunitários; estabelecimento de metas para criação de empregos verdes; iniciativas de desenvolvimento econômico local e regional para atrair e promover o estabelecimento e a inovação de indústrias em tecnologias limpas; processos de tomada de decisão inclusivos; e apoio a pequenas e médias empresas como promotoras de emprego, através de incentivos financeiros, programas de capacitação e políticas de compras (BRICS, 2023; IRENA e OIT, 2023). Além disso, outras ações relevantes no contexto brasileiro devem ser avaliadas como a priorização da contratação de mão de obra local, investimentos em tecnologia e inovação, nacionalização da cadeia de suprimentos para energias renováveis e a formalização dos empregos.

11.2.3.2 *Eliminar a desigualdade no acesso aos serviços energéticos*

As desigualdades sociais em relação ao acesso à energia podem ser enfocadas por diferentes ângulos e aspectos. O desafio maior é conseguir erradicar a pobreza energética em todas as suas formas, com foco em garantir o acesso universal à energia elétrica e a tecnologias limpas para cozinhar. Um outro serviço energético pouco considerado é o transporte, melhorar a mobilidade urbana pode reduzir uma dimensão pouco explorada da pobreza energética. Uma governança de transportes mais inclusiva é fundamental para que todas as comunidades tenham acesso a opções de transporte limpas e eficientes. A falta de acesso aos serviços energéticos básicos é

causada por fatores como: falta de infraestrutura e oferta de qualidade, dificuldade de pagamento (altos custos de energia e baixos rendimentos domiciliares), falta de confiabilidade e resiliência na prestação dos serviços energéticos, e/ou ineficiência das edificações e equipamentos. Assim, devem ser propostas soluções para cada um destes fatores.

No Brasil, atualmente, cerca de 99,8% das residências têm acesso à energia elétrica. E cerca de 4,9 milhões de domicílios de baixa renda (renda per capita abaixo de meio salário-mínimo) utilizam biomassa para cozinhar, com destaque para a população rural de unidades da federação (UFs) com menor renda e para as zonas urbanas de UFs com maior renda média.

Para além da superação deste desafio do acesso, deve-se considerar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, cujas disparidades se acumulam às condições econômicas e étnico-raciais¹⁸⁴. Por fim, os indicadores internacionais de pobreza energética buscam avaliar o peso das contas de luz nos orçamentos domésticos das diferentes classes de renda. Embora ainda não tenhamos números oficiais para o Brasil, a busca pela modicidade tarifária deve ser um objetivo permanente das políticas de energia, com atenção especial aos efeitos dos subsídios sobre o aumento da pobreza energética.

11.2.3.3 *Priorizar os afetados diretamente pela expansão de energia*

A justiça compensatória ou restaurativa deve ser incorporada às políticas públicas para integrar os grupos impactados no passado, reconhecendo seus direitos e promovendo ações que reparem as injustiças sofridas. Embora o licenciamento ambiental deva garantir soluções para todos os impactos, ainda podem ocorrer injustiças. Como exemplo, para assegurar que os atingidos pelo setor elétrico tenham, ao menos, acesso à energia, o Programa Luz para Todos (Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica) prioriza comunidades indígenas, quilombolas, assentamentos rurais e comunidades localizadas em unidades de conservação ou impactadas diretamente por empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica, cuja responsabilidade não recaia sobre o concessionário titular desses empreendimentos¹⁸⁵.

A Lei n. 14.755 de 2023, que institui a Política Nacional de Direitos das Populações Atingidas por Barragens (PNAB), também desempenha um papel importante ao fortalecer a garantia de direitos das populações afetadas pelo setor elétrico, especialmente no caso de hidrelétricas.

Nesse contexto, não basta evitar injustiças futuras; é fundamental reconhecer as injustiças do passado. Isso inclui a participação ativa desses grupos nos processos decisórios e a implementação de medidas reparatórias que corrijam as injustiças cometidas.

¹⁸⁴ <https://polis.org.br/wp-content/uploads/2022/12/estudo-justicaenergeticanascidadesbrasileiras.pdf> (visto em 13/08/2024)

¹⁸⁵ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11628.htm (visto em 13/08/2024)

11.2.4 Desafios na vertente de reconhecimento

11.2.4.1 *Visibilizar grupos vulnerabilizados e fomentar ações específicas*

Uma dimensão importante a ser destacada é a de que há grupos sociais mais vulneráveis e afetados pela expansão energética. Parte desses grupos está amparada por instrumentos legais que garantem acesso a direitos historicamente reivindicados. Apesar do aparato legal e normativo, vivem situações de marginalização, invisibilização e/ou vulnerabilização social. Nesse sentido, a identificação e análise das condições de vida desses grupos devem ser ponderadas na busca por uma sociedade mais justa e inclusiva face ao desenvolvimento e expansão energética. Povos indígenas, comunidades quilombolas, comunidades ribeirinhas, demais comunidades tradicionais, populações atingidas por grandes projetos e populações em situação de pobreza e exclusão são os grupos mais vulnerabilizados nesse cenário. Políticas como a Resolução Conama 462/2014 (estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos) que traz a obrigatoriedade de identificação da existência e caracterização de comunidades tradicionais, terras indígenas e territórios quilombolas na área de influência direta; o Programa Luz para Todos que visa fornecer acesso à energia elétrica para populações rurais e remotas da Amazônia Legal, promovendo a inclusão social, o combate à pobreza energética e melhora da qualidade de vida, utilizando fontes de energia limpa e renovável, com foco na sustentabilidade e preservação do bioma Amazônia; e a Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE que beneficia famílias baixa renda, com destaque para famílias indígenas e quilombolas inscritas no Cadastro Único, são exemplos de iniciativas voltadas para esses grupos.

Essas políticas lidam com o desafio de assegurar que os benefícios da transição energética sejam amplamente distribuídos e que as necessidades específicas das comunidades vulnerabilizadas sejam atendidas. Esse desafio é fragmentado pois demanda a identificação desses grupos, seus territórios e suas demandas energéticas, mas será também um esforço de financiamento de tecnologias de energia limpa e capacitação para autogestão, de construção de parcerias e de avaliação, ampliação e adaptação contínuas para que a transição energética contribua de fato para a sustentabilidade ambiental e atue para reduzir as desigualdades socioeconômica que vulnerabiliza essas populações.

11.2.4.2 *Reduzir a disparidade de gênero e a desigualdade étnico-racial*

Em relação à transição energética, a desigualdade étnico-racial é uma questão complexa que remete às condições de vida das pessoas negras e indígenas brasileiras, cujo índices de pobreza, analfabetismo, violência, dentre outros, é superior aos de brancos. Neste contexto, as populações negras e indígenas se deparam com desafios relacionados ao acesso a serviços de energia, especialmente em regiões remotas ou nas periferias urbanas; ao acesso ao mercado de trabalho, especialmente em cargos técnicos e de liderança; e, à falta de representatividade nas instâncias de tomada de decisões que lhes afetam diretamente. Além de serem, usualmente, impactados de forma desproporcional quando se trata de deslocamento e degradação ambiental oriundos de projetos de energia mal dimensionados em termos socioambientais.

A desigualdade de gênero é outra questão que necessita ser abordada estrategicamente. Em 2023, na cartilha “Energia e Equidade de Gênero”¹⁸⁶, o MME aponta a transição energética como uma oportunidade de promover a igualdade, sustentando que o equilíbrio de gênero no setor de energia não é apenas uma questão social, mas um desafio com grandes impactos econômicos. A Cartilha aborda o viés da necessidade de redução da desigualdade da participação feminina no mercado de trabalho do setor de energia, destacando a necessidade do investimento em educação de qualidade para que mulheres possam gozar de igualdade de oportunidades em termos de emprego, liderança e tomada de decisão, algo bem similar ao que se observa a recomendações para pessoas negras e indígenas. Partindo-se do princípio que a diversidade contribui para mais criatividade, sensibilidade e sustentabilidade, especialmente para questões sociais e ambientais, pensar numa transição energética justa e inclusiva é promover educação e capacitação desses grupos nas áreas de conhecimento cruciais¹⁸⁷ para o setor energético. Neste sentido, a Cartilha apresenta recomendações que vão desde o ensino básico até o técnico e superior, passando pelo exemplo das redes de apoio e informação que se formam para difundir a participação feminina num setor tradicionalmente dominado pela presença masculina. Diversas empresas do setor já possuem políticas de promoção de igualdade de gênero, inclusive com ações afirmativas como a operação de complexos de geração de energia exclusivamente por mulheres, a partir de um processo de capacitação técnica de manutenção e operação deste tipo de empreendimento. Como exemplo de agenda positiva no âmbito público é o Comitê Permanente para Questões de Gênero, Raça e Diversidade do MME e Entidades Vinculadas - Cogemmev, que traz a comunidade do setor energético para esta pauta na busca soluções e práticas para ampliação da diversidade no setor energético. A Portaria 786/GM/MME de 06/05/2024 instituiu o Programa de Diversidade, Equidade, Inclusão do MME e manteve o Cogemmev como espaço colegiado, consultivo e propositivo para discussão dessa pauta na política energética nacional.

A questão da cocção limpa, já tratada em termos de injustiça distributiva, também pode ser observado pelo aspecto da justiça de reconhecimento ao destacar que seus efeitos mais nocivos atingem especialmente mulheres e crianças em comunidades rurais e núcleos de baixa renda. Tal questão deve ser tratada de forma rigorosa e consciente no âmbito da transição energética. Além das questões de saúde trazidas por métodos tradicionais de cocção, mais poluentes e perigosos, o tempo dispendido para cozinhar limita o desenvolvimento produtivo e educacional desses segmentos. A desafio em torno da cocção limpa representa uma ação de transição energética com efeitos em outras políticas públicas, como a saúde, educação e meio ambiente, contribuindo para a justiça social.

¹⁸⁶<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/felicity/caixa-de-ferramentas/cartilha-genero-e-energia/CARTILHAENERGIAEEQUIDADEDEGENERO.pdf>

¹⁸⁷Ciência, Tecnologia, Engenharia e Matemática: Conjunto usualmente denominado STEM

11.2.5 Desafio na vertente processual

11.2.5.1 *Assegurar a participação social inclusiva*

A participação pública e social tem um papel fundamental em contextos de transição energética. Se tomarmos o processo de transição não somente como uma mudança de tecnologias para uma economia de baixo carbono, mas sim como mudança em padrões de consumo e até mesmo reestruturação econômica (transformação ecológica, indústria verde, neoindustrialização), a participação dos diversos atores sociais no processo é essencial para que as soluções e resultados adotados sejam, além de eficazes, justos e inclusivos. É importante ter em mente que a participação precisa ser uma ação para além de uma ferramenta de coleta de opiniões, é preciso que seja uma estratégia que envolva diferentes interlocutores e interesses numa discussão sobre o sistema energético, sua formatação, seus usos e sua evolução. No Brasil, um território continental, com uma vasta diversidade de realidades sociais e econômicas, o desafio da participação ampla é ao mesmo tempo gigante e crucial. Assegurar a participação social no processo de Transição Energética é um caminho para adaptar soluções a necessidades locais e regionais e para garantir a distribuição equitativa dos benefícios da transição.

Considerando a necessidade de promoção de equidade junto a grupos vulnerabilizados, inclusive no acesso aos serviços energéticos, os processos de tomada de decisão sobre as políticas de energia devem ser desenhados com mecanismos que promovam e/ou viabilizem um aumento crescente de canais de informação e de participação social. Esses canais podem ser levados à cabo tanto por políticas governamentais como por iniciativas privadas e do terceiro setor. Até mesmo orientações de instituições financeiras e multilaterais reforçam o aparato de promoção de formas mais participativas na tomada de decisão.

A Plataforma Brasil Participativo¹⁸⁸ é um exemplo de iniciativa para promover a participação social na criação e melhoria das políticas públicas. Naturalmente, essa é uma iniciativa dependente de um processo de letramento digital e da disponibilidade de acesso digital para os interessados, inclusive por meio de espaços físicos dedicados à conexão digital. Outra iniciativa é ampliar a diversidade na participação em Conselhos que discutam a transição energética, incluindo aqui os vieses do desafio das mudanças climáticas e de um futuro socioambientalmente sustentável. Neste ponto, cabe destacar a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, em 26 de agosto de 2024, por meio da Resolução n. 5, que, com suporte do Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE) e do Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE), permitirá ampliar a participação social nas discussões sobre a transição. A transversalidade dos conselhos com diversificação de participantes¹⁸⁹, incluindo representantes de pastas com foco na área social: Mulheres, Povos Indígenas, Igualdade Racial, Direitos Humanos, Assistência Social, Agricultura Familiar, dentre elas, permite além da representatividade, um alinhamento necessário entre políticas públicas em benefício da sociedade. Da PNTE já se espera, por exemplo, um alinhamento com a política

¹⁸⁸<https://brasilparticipativo.presidencia.gov.br/>

¹⁸⁹<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202407/governo-federal-institui-forum-interconselhos-para-fortalecer-participacao-social>

industrial, Plano de Transformação Ecológica e Programa Nova Indústria Brasil, e com a Política Nacional de Mudança do Clima. Num plano mais operacional da transição, também é importante fomentar a participação social nos projetos e estudos do setor de energia, desde a produção de informação qualificada e acessível sobre o tema, passando pela consulta pública de estudos e planos, envolvendo interlocutores e buscando a colaboração direta em etapas de tomada de decisão. É possível estabelecer discussões para reduzir impactos mesmo após o início da operação de empreendimentos como, por exemplo, na recente criação (Portaria SG/PR n.165, de 08/09/2023) da “Mesa de Diálogo Energia Renovável: direitos e impactos” com a atribuição de buscar soluções para conflitos e impactos nas áreas ambiental, fundiária, social, econômica, de saúde e segurança relacionados aos empreendimentos de energia renovável.

Dois princípios são essenciais para orientar a participação social no processo de transição energética: Governança inclusiva e Transparência. Fomentar uma governança inclusiva requer a integração de diversos atores e perspectivas no planejamento e implementação de projetos energéticos. Isso inclui não apenas os governos e empresas, mas também as comunidades locais, ONGs e outros grupos da sociedade civil. É essencial considerar a multiplicidade de atores, e suas dinâmicas territoriais e seus modos de vida na formulação de mecanismos participativos. Por sua vez, aceitação e confiança públicas são fundamentais para o sucesso da transição energética, e, desta forma, a transparência nos processos decisórios e a responsabilização dos atores envolvidos são fundamentais para uma transição energética justa. Isso envolve a divulgação clara de informações sobre os impactos e benefícios dos projetos energéticos, bem como mecanismos eficazes de monitoramento e avaliação. Esse compromisso assegura que a transição energética contribua para a construção de uma sociedade mais justa, inclusiva e equitativa. Concluindo, para que se avancem os benefícios sociais esperados da transição energética, será necessário construir políticas públicas com objetivos sociais bem definidos. Além disso, será essencial coletar dados que orientem o direcionamento dessas políticas e outras iniciativas, bem como desenvolver formas de avaliar o progresso e os resultados dessas políticas, para que se possam fazer ajustes ou complementações quando necessário.

11.3 Perspectivas de Novas Tecnologias

A evolução da matriz energética brasileira ao longo das últimas duas décadas é notória, o que leva a natural busca por novas soluções tecnológicas que contribuam para a manutenção da resiliência do sistema e continuidade da qualidade de suprimento às demandas energéticas. Nesse contexto nacional, são apresentadas discussões em torno das perspectivas de entrada de novas tecnologias na matriz energética brasileira, sobretudo aquelas para as quais se identificam um grau de maturidade a nível tecnológico e de mercado compatíveis com o horizonte decenal, são elas: eólica offshore; tecnologias de armazenamento (baterias e hidrelétricas reversíveis – UHR); Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS); dispositivos FACTS e VSC; transporte marítimo e combustíveis sustentáveis de aviação; eletrificação e veículos elétricos; pequenos reatores modulares (SMR); hidrogênio; energia geotérmica.

Considerando que os capítulos específicos deste Plano Decenal já trouxeram discussões aprofundadas conceituando o estágio de maturidade de cada tecnologia e o contexto no qual se

inserem, são exploradas nesse tópico as barreiras de entrada, sejam elas técnicas, políticas, regulatórias ou de desenho de mercado, para viabilização dessas novas tecnologias no horizonte decenal.

Além disso, é apresentada análise quantitativa para avaliação da capacidade do sistema elétrico existente ou já contratado em atender à demanda crescente de conexão de cargas de hidrogênio na região Nordeste do país, trazendo discussões sobre a característica renovável da matriz brasileira.

11.3.1 Barreiras de Entrada no Sistema Energético Brasileiro

11.3.1.1 Eólica Offshore

A principal barreira de entrada da eólica offshore é a falta de competitividade frente a outras fontes renováveis atualmente disponíveis para a expansão da capacidade de geração. Nesse sentido, há a necessidade de aprimoramento de dados, principalmente relativos ao recurso eólico offshore e aos custos de projetos, visando melhor representação da fonte nos modelos matemáticos de planejamento e o entendimento do papel que ela pode exercer no SIN.

Por outro lado, mesmo considerando diferentes modelos de negócio, outro desafio relevante está associado à necessidade de demanda para absorver os grandes montantes de energia produzidos, dado que a fonte se torna mais competitiva se aproveitando de economias de escala, tanto em termos de tamanho dos parques (tipicamente 1 GW) quanto a nível de capacidade instalada no país.

Além disso, existe a questão da não aprovação do marco legal para a fonte, de essencial resolução para trazer segurança aos investidores e aos tomadores de decisão. Contudo, esse ponto já vem sendo endereçado pelo MME, pela EPE e pelo IBAMA nos últimos anos, com a publicação do Decreto 10.059/2022, portarias complementares pelo MME e, recentemente em 2024, a EPE lançou as Notas Técnicas de Geração Eólica Offshore: “*Considerações sobre valor devido à União pela cessão de área*” e “*Considerações sobre a limitação de área a ser cedida*”, que representam os primeiros passos na definição de regras claras para a fonte no país. Estes estudos fazem parte das publicações do Grupo de Trabalho Eólicas Offshore, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de estruturar as iniciativas técnicas para ações em nível federal voltadas para o desenvolvimento da fonte eólica offshore no Brasil¹⁹⁰.

Por sua vez, a compatibilização entre a geração e os demais usos do oceano pode ser considerada o principal desafio socioambiental que se impõe à fonte, especialmente no que concerne à sensibilidade da pesca artesanal na região Nordeste. Nesse sentido, está sendo desenvolvido o planejamento espacial marinho brasileiro, que tende a dirimir conflitos e beneficiar a aceitação social dos projetos, com desdobramentos positivos para o licenciamento

¹⁹⁰ Para mais informações sobre o GT e suas iniciativas acesse: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/dte/cgebc/gt-eolicas-offshore-1>

ambiental. Para ler mais sobre aspectos socioambientais da fonte eólica offshore, pode ser consultada a Nota Técnica “Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2034”.

11.3.1.2 Armazenamento: Baterias e UHRs

A inserção de sistemas de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), pode trazer diversos benefícios para o sistema elétrico. No entanto, ainda existem desafios e barreiras para inserção dessas tecnologias no SIN, tanto de natureza regulatória e econômica, como sob a ótica operacional.

De modo geral, ainda não existe definição regulatória sobre a estrutura de remuneração dos sistemas de armazenamento. A ausência de mecanismos de remuneração impacta na definição do modelo de negócio, tornando-se um risco para o retorno do investimento.

No entanto, para aplicações distribuídas de baterias atrás do medidor, já existe a possibilidade regulatória de utilizar sistemas de armazenamento para a gestão do consumo ou proteção contra blecautes. Entretanto, as baterias contam com baixa viabilidade econômica no horizonte decenal devido ao elevado custo dos equipamentos, alta carga tributária nacional e fraco sinal de preços ao consumidor final, conforme analisado no Capítulo 9 deste PDE.

No caso das UHRs, também se faz necessário definir o seu modo de outorga, para adição de unidades reversíveis em UHEs ou PCHs já existentes, para o agente armazenador autônomo e para usinas de geração com sistema de armazenamento. Para mais detalhes, o AIR nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL analisa impedimentos ou dificuldades na inserção de novas soluções de armazenamento sob a ótica regulatória.

Adicionalmente, é necessária ainda a regulamentação do licenciamento ambiental. Contudo, espera-se que o processo de licenciamento seja similar ao das hidrelétricas convencionais. Cabe destacar que serão necessários estudos específicos que avaliem as condições locais e os impactos, a depender da configuração adotada nos projetos (ciclo aberto, semiaberto ou fechado).

Outro desafio da inserção de tecnologias de armazenamento está relacionado à gestão do sistema elétrico, tendo em vista, por exemplo, o aumento da complexidade das modelagens matemáticas do planejamento e da operação.

Além dos desafios apresentados, a cadeia de produção das baterias depende de minerais como lítio, cobalto e níquel. Na seção de “Minerais Estratégicos para Transição Energética” deste capítulo, é apresentada discussão sobre esses materiais. Outrossim, o Caderno de Eletromobilidade destaca a evolução da demanda por baterias e os custos associados, bem como aspectos relacionados a cadeia produtiva. A EPE publicou as Notas Técnicas “Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento” e “Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica”, assim como o Roadmap de UHRs, a ser publicado.

11.3.1.3 CCUS: Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono

Como abordado no Capítulo 5, apesar da técnica de CCUS utilizar expertise da indústria do petróleo, ela também integra outros setores industriais, como os de cimento, aço, mineração,

papel e celulose e química, interessados em descarbonizar suas atividades, além do sucroalcooleiro que pode promover as chamadas emissões negativas.

Embora o Brasil apresente condições geológicas adequadas para o armazenamento, a tímida representação brasileira no portfólio mundial de projetos de CCUS está associada à carência de políticas públicas oficiais, com regulamentos definidos que exponham com clareza as regras aderentes a uma nova tecnologia com variadas rotas tecnológicas.

Por ser uma tecnologia ainda considerada de alto custo e de tempo de maturação dos empreendimentos de até 10 anos (IEA, 2024), especialmente no que tange às etapas de captura e transporte, a viabilidade econômica dos projetos de CCUS, tal qual no mundo todo, depende de políticas públicas de incentivo. Ainda em termos de planejamento nacional, faz-se necessário o alinhamento de políticas públicas energéticas e ambientais concernentes à estratégia de implementação de projetos de armazenamento de carbono, especialmente no que tange à etapa de seleção dos reservatórios de interesse.

A implementação do marco legal para CCUS não representa a última etapa na estruturação regulatória, sendo necessário um período adicional de preparação dos regramentos específicos, estimado em cerca de dois anos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2024). Sendo superadas essas questões basais, é possível que na segunda metade do horizonte do PDE 2034 já se observe os efeitos práticos do armazenamento geológico de carbono não só no desempenho do setor energético nacional, mas também no desenvolvimento socioeconômico e ambiental do Brasil.

11.3.1.4 Dispositivos FACTS e VSC

No mercado mundial, há uma significativa gama de soluções FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) que podem contribuir com a estabilidade de tensão e frequência da rede elétrica, além da controlabilidade de fluxos e consequente otimização do uso da rede existente.

Considerando a complexidade e o porte do sistema de transmissão brasileiro, nem todas as soluções disponíveis no mercado mundial se aplicam à nossa realidade, seja por limitação de capacidade, custo elevado, grau de maturidade ou mesmo por algum aspecto técnico de desempenho que não se adequa aos requisitos técnicos do sistema.

Diante desse contexto, o desafio para a aplicação de soluções FACTS no sistema de transmissão brasileiro perpassa pela necessidade de constantes avaliações e estudos técnicos que considerem critérios de elegibilidade, como: i) comprovação de nível de maturidade e aplicação da tecnologia em projetos práticos da comunidade internacional; ii) atendimento a critérios de desempenho técnico e de qualidade preconizados pelo planejamento e pela operação do sistema elétrico brasileiro; iii) demonstração de viabilidade econômica da solução dentro dos critérios de comparação técnico-econômica preconizados em estudos de planejamento; e iv) capacidade de fornecimento da solução pelo mercado, de modo a evitar soluções exclusivas e visando permitir ampla concorrência e ambiente competitivo nos leilões, bem como em eventuais modernizações necessárias.

Nessas avaliações se incluem os estudos que envolvem a recomendação de novos sistemas HVDC (*High-voltage Direct Current*), que são os elos CC utilizados para a transmissão de grandes blocos de potência em longas distâncias, que além da tecnologia LCC (*Line Commutated*

Converter) amplamente utilizada no sistema brasileiro, também dispõe de tecnologia como o VSC (*Voltage Source Converter*), que constitui potencial solução para minimização de impactos da integração de elos CC a redes fracas (com baixa capacidade de curto-circuito), bem como para a redução de interações entre elos CC existentes durante perturbações na rede.

Quanto aos dispositivos FACTS, não obstante os desafios apontados para a aplicação no SIN, a EPE finalizou recentemente a parte I do estudo de reforços no sistema DIT (Demais Instalações de Transmissão) do estado de São Paulo, que trouxe um caráter inovador resultante das avaliações do portfólio tecnológico disponível no mercado, recomendando uma solução FACTS para controle de fluxo de potência ativa e otimização da rede existente, até então não utilizada no sistema brasileiro, denominada SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).

Por fim, maiores detalhes quanto aos desafios da expansão da transmissão envolvendo os estudos de aumento das interligações entre os subsistemas com a recomendação de novo elo CC e a definição da tecnologia associada, assim como informações sobre estudo recente com a recomendação de novo dispositivo FACTS no sistema elétrico brasileiro poderão ser vistos no Capítulo 4 do presente PDE 2034.

11.3.1.5 Transporte Marítimo e Combustíveis Sustentáveis de Aviação

A Organização Marítima Internacional (IMO), da qual o Brasil é signatário, estabeleceu diversas estratégias para que o transporte marítimo reduza suas emissões de gases de efeito estufa, objetivando alcançar o *net zero em 2050*. Medidas operacionais, ações de eficiência energética, implementação de novas tecnologias e o uso de combustíveis alternativos de baixa emissão de carbono, estão entre as metas para atingir a conformidade das regulamentações. As diferentes opções de combustíveis marítimos de baixa emissão são importantes, já que não existe ainda, uma solução única em escala comercial. Assim o gás natural, GLP, metanol, biogás e biometano, amônia, hidrogênio e biocombustíveis (biodiesel de éster (FAME) e diesel verde (HVO)) despontam como alternativas, o que pode ser constatado pelo crescimento das encomendas de novos navios. O Brasil é um dos maiores produtores de biocombustíveis e apresenta grande potencial para oferecer misturas de biodiesel (BX) com o bunker, já que possui matéria-prima abundante e domina a tecnologia de produção. As principais tecnologias aplicadas à produção de combustíveis alternativos estão distribuídas entre a rota eletroquímica (eletrolise da água), a rota biológica (digestão anaeróbica) e a rota termoquímica (reforma à vapor), todas já disponíveis comercialmente, mas que necessitam passar por aprimoramento para adaptação à matéria-prima, testes com catalisadores e aumento de eficiência. Também são objeto de atenção a cadeia logística para abastecimento, a infraestrutura portuária, a construção de novas embarcações e a baixa densidade energética volumétrica de alguns combustíveis alternativos, que demandarão mais espaço para armazenamento. Destaca-se ainda, os custos envolvidos em toda a cadeia bem como a escalabilidade do combustível.

No que se refere a aviação, observa-se que o Brasil é signatário do CORSIA - mecanismo de mercado concebido para reduzir e compensar emissões de GEE da aviação internacional. Atualmente, existem 7 rotas tecnológicas para produção de SAF autorizadas pela ASTM e ANP, majoritariamente baseadas na utilização de diferentes tipos de biomassa, contudo o volume de produção ainda é incipiente. As rotas com maior maturidade tecnológica (HEFA e ATJ) utilizam matérias-primas que já são produzidas no Brasil – óleos vegetais, gorduras residuais e etanol.

Além disso, a produção de SAF pode estimular a diversificação de matérias-primas, gerando uma série de externalidades positivas como o fortalecimento da agricultura familiar, desenvolvimento regional e recuperação de áreas degradadas. Em determinadas rotas, a intensidade de carbono da produção de SAF no Brasil pode ser menor do que em outros países em função das usinas integradas e da matriz elétrica renovável, possibilitando o País assumir um papel de liderança na produção de SAF.

O Caderno de Demanda de Transportes do PDE 2034, entre outros assuntos, aborda sobre as principais soluções para a descarbonização do transporte aquaviário e redução de emissões do GEE. Além disso, apresenta a atividade do transporte aquaviário na navegação de longo curso, cabotagem e interior, bem como a penetração de combustíveis de baixa emissão de carbono e a densidade energética do transporte aquaviário. Por sua vez, o Capítulo 8 trata do desenvolvimento do SAF para atendimento das metas de descarbonização do setor aéreo.

11.3.1.6 Eletrificação e Veículos Elétricos

A eletrificação veicular é uma das soluções para a descarbonização do setor de transportes, que apresenta cobenefícios como a redução da poluição local. A especificidade do país quanto à matriz energética, assim como a infraestrutura de produção e abastecimento, deve ser considerada nesse contexto.

A eletrificação em grande escala requer lidar com a disponibilidade de materiais críticos e com os impactos da mineração para a produção das baterias. Outros desafios estão relacionados à infraestrutura de recarga e ao reforço das redes elétricas para a nova demanda, que são potencializados pelas incertezas sobre os horários de carregamento dos veículos elétricos e eventuais impactos na curva de carga horária.

No que se refere à adoção pelos consumidores, o custo dos veículos elétricos permanece como barreira de entrada à tecnologia. No entanto, o diferencial de preços em relação aos veículos tradicionais é cada vez menor, explicando sua crescente adoção.

A eletrificação tende a avançar mais rapidamente em motos e veículos leves. Ônibus e caminhões elétricos apresentam mais desafios de inserção no mercado. Políticas públicas de incentivo como o MOVER (Programa Mobilidade Verde e Inovação) explicam o crescimento dos investimentos pelas montadoras, com destaque para os veículos híbridos e elétricos.

No âmbito do PDE 2034, o Caderno de Eletromobilidade aprofunda os aspectos relativos à eletrificação do modo rodoviário com vistas à descarbonização e o presente Capítulo de Transição Energética contempla tópico sobre os minerais estratégicos, componente essencial na produção de baterias. Ademais, o Capítulo 2 ressalta as expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte, ressaltando o papel da eletricidade, entre outros energéticos.

11.3.1.7 Pequenos Reatores Modulares – SMR

Em meio à transição energética, os SMRs (*small modular reactors*) se apresentam como alternativa para descarbonização de diversos setores da economia, podendo atuar na geração elétrica e na de calor na indústria, na propulsão marítima, e na produção de hidrogênio. Seu desenvolvimento pode resultar nos chamados transbordamentos tecnológicos, ao favorecer o

avanço tecnológico de outros setores como medicina nuclear e irradiação de alimentos e de materiais, por exemplo.

No entanto, a tecnologia ainda enfrenta desafios a serem superados no Brasil e no mundo. Um bom exemplo é o desenvolvimento da tecnologia em si, que está em processo de comprovação de requisitos de desempenho e segurança, visando a aquisição de licenciamento nuclear e ambiental, necessários para sua entrada em comercialização. Uma vez vencida tal etapa, há o embate de competitividade ante as demais fontes e tecnologias, que poderia ser superado através da aplicação em nichos específicos para o SMR, como sistemas isolados, propulsão marítima e atendimento da carga de eletricidade em situações emergenciais. São também necessárias definições e esclarecimentos quanto à segurança de transporte e reabastecimento de combustível nuclear e à segurança cibernética das instalações, além de, considerando a localidade das novas usinas, uma revisão da legislação, levando em consideração as populações próximas e as novas características de operação dos reatores avançados.

Por ser uma tecnologia inovadora e modular, com grande potencial de disseminação, há expectativa de maior demanda por profissionais da área, para a operação e a manutenção dos reatores. Certas empresas estatais brasileiras já possuem programas de gestão de conhecimento internos, o que pode ser incentivado e difundido por todo o setor, em parceria com a academia. Adicionalmente, a adaptação da cadeia de manutenção dos SMRs precisa ser ainda esclarecida, definida e desenvolvida, tanto no Brasil, como no mundo.

Outro importante desafio para o SMR é a aceitação social, que seria beneficiada por uma significativa melhora na comunicação de todo o setor nuclear com a população.

Por fim, são necessárias definições quanto ao gerenciamento dos resíduos, incluindo segurança e armazenamento de médio e longo prazos para o Brasil. Entende-se que são também necessárias revisão, readaptação e definição de aspectos regulatórios e legislativos envolvendo o Programa Nuclear Brasileiro para dar condições à entrada dos SMRs no mercado, incluindo o licenciamento ambiental, e à comercialização internacional do combustível nuclear.

Com o objetivo de aprofundar o conhecimento sobre a tecnologia dos SMRs e suas potencialidades, a EPE e a Associação Brasileira para o Desenvolvimento de Atividades Nucleares (ABDAN) implementaram o Fórum Permanente de SMR. Desde 2021, o Fórum realizou reuniões plenárias e técnicas sobre aspectos técnicos, operacionais, econômicos e modelos de negócios de SMR, com a participação de instituições nacionais e internacionais. No âmbito da cooperação bilateral denominada Fórum de Energia EUA-Brasil (USBEF), a EPE participou da elaboração do relatório *“United States–Brazil Joint Study: A Preliminary Assessment of Opportunities and Challenges for Small Modular Reactors in Brazil”*, publicado em fevereiro de 2023. O estudo fornece informações técnico-econômicas relevantes para futuras avaliações do potencial de penetração de SMRs na oferta de energia no setor elétrico brasileiro.

11.3.1.8 Hidrogênio

O hidrogênio de baixa emissão tem grande potencial de desempenhar um importante papel na descarbonização de setores de difícil abatimento. Entretanto, os elevados custos de produção, a necessidade de desenvolvimento de infraestrutura de armazenamento e de distribuição são desafios no desenvolvimento da cadeia de hidrogênio.

Além disso, são indispensáveis ações políticas que estabeleçam uma regulamentação adequada, de forma a fomentar o desenvolvimento de toda a infraestrutura para conceber a economia do hidrogênio. Ao reconhecer desafios e oportunidades, o governo brasileiro lançou as Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio – PNH2 em agosto de 2021, com o objetivo de fortalecer o mercado e a indústria do hidrogênio no Brasil. Outro importante instrumento relacionado ao hidrogênio é o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, que foi instituído pela Lei 14.948 de 2 de agosto de 2024.

O uso da eletrólise da água como tecnologia para a produção de hidrogênio, a partir das fontes eólica e solar, é apontada como a principal rota de produção, dado que apresenta suficiente maturidade tecnológica, com os eletrolisadores dos tipos alcalino (ALK) e membrana de troca de prótons (PEM), já disponíveis comercialmente. Os principais desafios econômicos estão relacionados aos custos dos eletrolisadores e ao alto consumo de eletricidade. No caso de eletrolisadores conectados à rede, os elevados montantes de carga agregam complexidade ao planejamento da expansão, pois demandarão expressivos investimentos na rede, que podem se tornar ociosos caso os projetos de hidrogênio não se concretizem. Além disso, dados relativos aos empreendimentos que já iniciaram o processo de acesso à rede indicam que há uma concentração do interesse de conexão em pontos muito específicos da rede, conforme pode ser visualizado com mais detalhes no Capítulo 4.

O elevado consumo de recursos hídricos é outro desafio na cadeia de produção do hidrogênio via eletrólise, pois plantas de grande porte ou localizadas em regiões que apresentem criticidade hídrica podem potencializar conflitos pelo uso da água. Por isso, é importante que se priorize o uso eficiente de água e a utilização de fonte alternativas, tais como água de reuso ou dessalinização da água do mar.

A conversão de biomassa, seja de etanol ou biogás (biometano), é também uma rota tecnológica relevante para o Brasil, dada a grande disponibilidade de matérias-primas. A reforma a vapor é atualmente o principal processo utilizado na produção de hidrogênio a partir do gás natural, apresentando, portanto, maturidade tecnológica e potencial para produzir o bio-H₂. Os desafios dessa rota de produção estão na adequação do processo à biomassa e no uso de catalisadores compatíveis, capazes de manter ou incrementar a eficiência do processo.

Embora seja uma rota madura na produção de hidrogênio, a reforma a vapor do gás natural resulta em elevadas emissões diretas de CO₂, cerca de 9 kgCO₂e/kgH₂. Uma alternativa para prolongar a vida dessas instalações seria associá-las a captura, armazenamento e utilização de carbono.

Outra possível rota de produção de hidrogênio de baixo carbono é a pirólise do gás natural, que traz a vantagem de não gerar emissões diretas de CO₂. A tecnologia também não é totalmente viável economicamente, e depende da receita de venda do subproduto gerado no processo, o carbono sólido (ou negro de fumo). Esse subproduto é gerado em proporção três para um (3 toneladas de negro de fumo para cada tonelada de hidrogênio), de forma que se torna preciso avaliar a destinação adequada desse subproduto, pois sua elevada quantidade pode gerar

impactos tanto de mercado, quanto ambientais caso seu uso e descarte não sigam as boas práticas¹⁹¹.

Os Capítulos 7 e 8 demonstram a relevância do hidrogênio na matriz de transportes, como insumo ou intermediário em diversas rotas de produção de combustíveis de baixo carbono.

11.3.1.9 *Energia geotérmica*

A energia geotérmica tem potencial de contribuir para a matriz energética brasileira como uma fonte renovável. No entanto, sua viabilização e aproveitamento – tanto diretamente quanto para geração de energia elétrica – enfrenta barreiras técnicas, políticas, regulatórias e econômicas.

A exploração geotérmica requer compreensão das características do subsolo, incluindo dados essenciais como temperatura, pressão, permeabilidade, propriedades térmicas e reologia das rochas. A escassez de dados geológicos, geofísicos e geoquímicos, em grande parte do vasto território brasileiro, é uma barreira técnica significativa, principalmente para projetos de geração de energia elétrica. Portanto, faz-se necessário o mapeamento dos recursos geotérmicos potenciais do Brasil a fim de minimizar as incertezas quanto a viabilidade técnica em cada área, a depender do domínio geológico em que se encontra.

A tecnologia de perfuração para recursos geotérmicos profundos é complexa e cara. As condições geológicas variáveis do Brasil podem exigir técnicas avançadas de perfuração e materiais especializados para lidar com altas temperaturas e pressões. O desenvolvimento e adaptação dessas tecnologias são cruciais para viabilizar a exploração geotérmica.

A ausência de um arcabouço regulatório específico constituído de regras claras, constitui um desafio adicional do ponto de vista jurídico e econômico, pois a ausência de um marco regulatório pode levar a atrasos e incertezas, além de afastar investidores.

A competitividade dos projetos geotérmicos requer redução dos custos de capital. Segundo Mota (2015, p. 73)¹⁹², a financiabilidade de um projeto, em qualquer indústria, cuja maturação ocorra durante muitos anos, envolve riscos que precisam ser gerenciados. No caso da energia geotérmica, os projetos são ainda mais dependentes de linhas de créditos específicas, tendo em vista as suas estruturas de mercado incipientes e os vários desafios tecnológicos necessários à escalabilidade de projetos.

A aceitação social dos projetos geotérmicos é uma barreira potencial, especialmente em áreas onde o conhecimento sobre a tecnologia é limitado. Também são necessários estudos de potenciais impactos ambientais no Brasil, e a implementação de tecnologias de mitigação são necessárias para minimizar esses impactos.

¹⁹¹ Para mais informações sobre as rotas relacionadas à reforma a vapor e pirólise do gás natural recomenda-se a leitura das notas técnicas dedicadas ao [hidrogênio cinza](#), [hidrogênio azul](#) e [hidrogênio turquesa](#).

¹⁹² MOTA, Debora Nunes. O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da Oferta de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador. 2015. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

11.3.2 Hidrogênio por eletrólise na Matriz Elétrica: Análise de sensibilidade

Existem algumas possibilidades de inclusão da tecnologia de produção de hidrogênio na matriz energética brasileira, cada rota de uso depende da estratégia adotada, que deve levar em consideração o mercado internacional e as interações desta tecnologia e demais estruturas de oferta e demanda de energia no país. O exercício desta seção buscou analisar a rota de produção do hidrogênio via eletrólise, e do ponto de vista quantitativo, levantar algumas variáveis que podem ser consideradas na busca por uma escolha estratégica do uso desse energético.

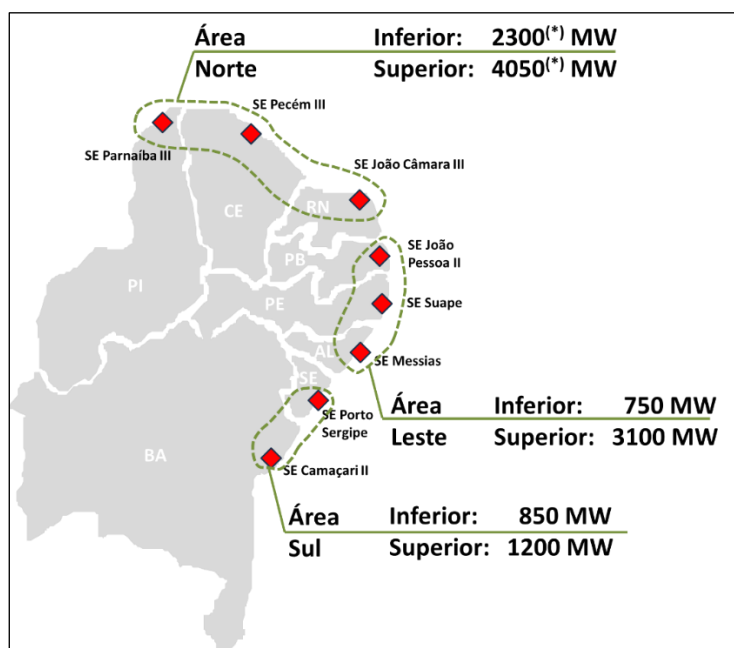
Visando traçar um diagnóstico para subsidiar os estudos e as discussões que estão sendo conduzidos e trazer uma sinalização locacional aos empreendedores da indústria de hidrogênio, a EPE elaborou, de forma inédita, uma avaliação prospectiva das capacidades de inserção de cargas de grande porte na região Nordeste. Os resultados detalhados dessa avaliação podem ser encontrados na Nota Técnica *EPE-DEE-NT-060/2024-r0 "Avaliação prospectiva das capacidades da rede de transmissão da Região Nordeste para conexão de cargas de grande porte"*, a ser publicada.

Essa análise buscou a realização de sensibilidades da inserção de cargas de grande porte em barras da rede 500 kV da Região Nordeste. Para essa avaliação, foi escolhido um barramento de Rede Básica por unidade federativa pertencente ao subsistema Nordeste, que engloba os estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Pernambuco, Paraíba, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe. A análise foi realizada em etapas, sendo que cada etapa considera o efeito da inserção conjunta em dois barramentos de 500 kV pertencentes a estados vizinhos e que apresentem influência direta no desempenho elétrico do sistema.

Os valores de margem prospectiva estimados foram divididos por áreas da região Nordeste, sendo disponibilizados dois cenários. O cenário inferior considera o menor valor de margem obtido entre cada uma das combinações de barras que compõem uma mesma área. Já o cenário superior é mais otimista, no qual foi considerado o maior valor de margem obtido entre cada uma das combinações de barramentos que compõem as áreas sob análise. É importante destacar, todavia, que a margem avaliada para o cenário superior depende de uma combinação muito específica de inserção de carga nos barramentos avaliados de modo a permitir um uso mais racional da rede sem que ocorram violações dos limites de equipamentos, linhas de transmissão ou de tensão. Para mais detalhes da metodologia, a citada Nota Técnica *EPE-DEE-NT-060/2024-r0* pode ser consultada.

A Figura 11-4 a seguir ilustra os resultados dessa análise. É importante notar que os valores marcados com um (*) foram obtidos ignorando algumas restrições na rede 230 kV do estado do Rio Grande do Norte, pois considerou-se que essas restrições serão solucionadas pelo Estudo de Expansão das Interligações Regionais parte III, mencionado na seção 4.2.1 do Capítulo 4 – *Transmissão de Energia Elétrica*.

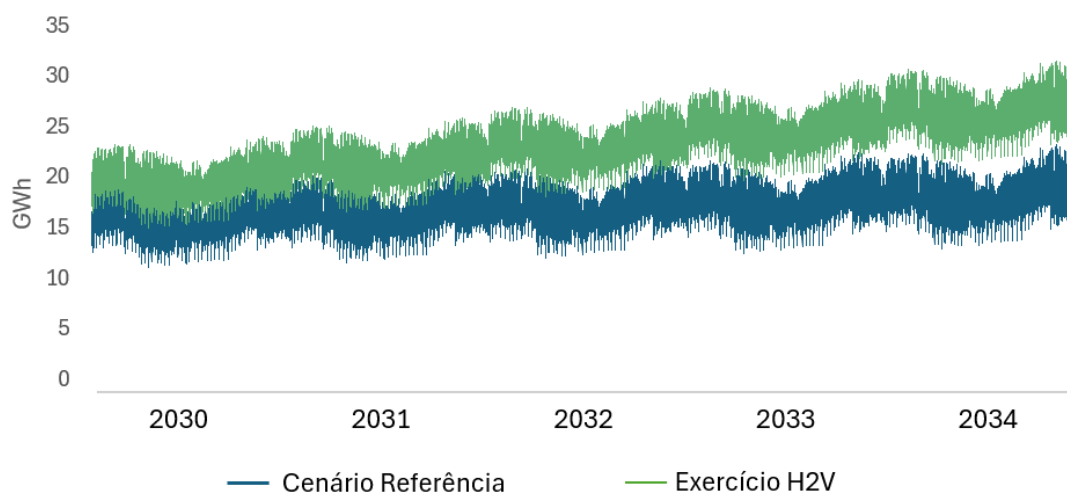
Figura 11-4 - Análise prospectiva da capacidade de inserção de cargas de grande porte na região Nordeste; Cenário Inferior e Cenário Superior



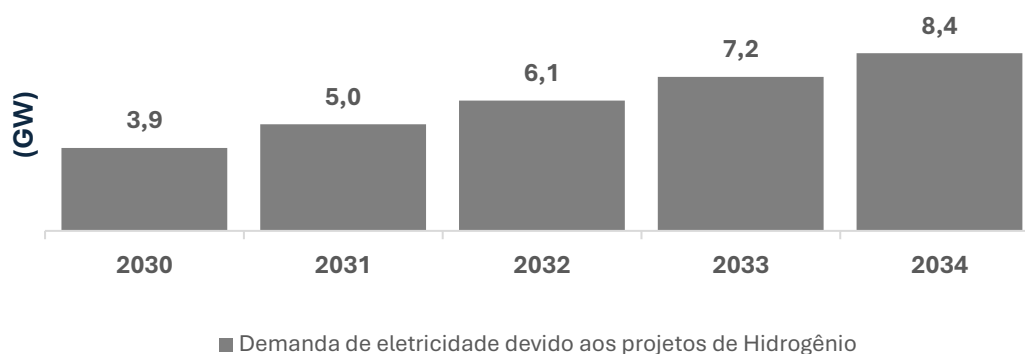
Fonte: elaboração própria

Com base nos resultados dessa análise foi realizado um exercício adicional, no qual foi verificado o impacto do aumento de demanda na matriz elétrica futura devido a instalação de projetos de produção de hidrogênio por eletrólise. Esta demanda adicional, considerada integralmente na região Nordeste do país, possui a característica de ser constante¹⁹³ ao longo do tempo, ou seja, não há oscilações durante o dia. Para o início da entrada em operação de projetos de eletrólise de hidrogênio foi considerado o ano de 2030, com um aumento de 3,9 GW em relação à demanda de eletricidade do Cenário de Referência, o que equivale ao cenário inferior ilustrado na Figura . E nos anos seguintes, conforme exibido na Figura 11-6Figura , que mostra a demanda adicional projetada no Cenário de Referência, considerou-se a entrada de cerca de 1,1 GW ao ano, totalizando 8,35 GW ao final do horizonte de estudo, o que equivale ao cenário superior da Figura . Dessa forma, a curva de carga para o horizonte 2030-2034 foi deslocada verticalmente para cima anualmente, seguindo o critério citado de incremento de demanda advindo da produção de hidrogênio, conforme ilustrado na Figura 11-5.

¹⁹³ Essa característica é compatível com o consumo típico da tecnologia de eletrólise alcalina, tecnologia de maior maturidade tecnológica e viabilidade. No entanto, a depender da tecnologia adotada, como a eletrólise por PEM, o consumo de eletricidade poderá ter outro perfil, que, eventualmente, acompanhe o perfil da geração renovável e/ou as sinalizações de preço do mercado de curto prazo (MCP).

Figura 11-5 - Curvas de Carga dos Cenário de Referência e Exercício de Hidrogênio (GWh)

Fonte: Elaboração EPE

Figura 11-6 - Demanda adicional de eletricidade na rede decorrente dos projetos de Hidrogênio (GW)

Fonte: Elaboração EPE

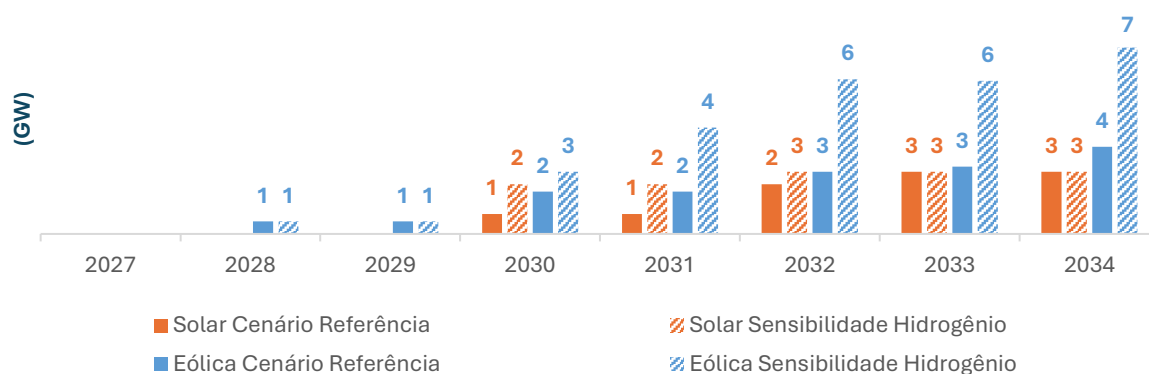
A partir do estabelecimento de um valor de demanda decorrente de projetos de eletrólise de hidrogênio, a etapa seguinte do exercício foi estimar qual seria o aumento de capacidade instalada, proveniente de fontes renováveis, para suprir o aumento de demanda em relação ao projetado no Cenário de Referência do PDE 2034. Como premissa, os projetos de eletrólise de hidrogênio estariam conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), podendo consumir energia da rede gerada através do sistema existente e da expansão indicativa do Cenário de Referência, descrita no Capítulo 3 - *Geração Centralizada de Energia Elétrica*.

A simulação da expansão no Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e nos modelos de operação Newave e Balanço de Potência – modelos de otimização utilizados também na elaboração do Cenário de Referência da expansão da oferta de geração de eletricidade – permite avaliar o acréscimo de capacidade instalada e características do sistema operativo decorrentes desta demanda adicional. Para garantir que a capacidade adicional seja suprida através de fontes renováveis, o modelo de expansão deve prioritariamente selecionar estas fontes. Para esta

simulação foram mantidas as restrições de obrigatoriedade e de limites máximos de algumas tecnologias conforme descrito nas diretrizes do Cenário de Referência do Capítulo 3 - *Geração Centralizada de Energia Elétrica*¹⁹⁴. Foram flexibilizados apenas os limites máximos¹⁹⁵ anuais de acréscimo de capacidade de fontes renováveis, de modo a acomodar o aumento de demanda devido aos projetos de Hidrogênio.

Para a simulação desta sensibilidade foi habilitada a possibilidade de expansão adicional das fontes renováveis para suprimento desta demanda adicional apenas a partir de 2030¹⁹⁶, ano a partir do qual são consideradas conexões de projetos de Hidrogênio ao SIN. Para atendimento ao acréscimo de demanda de 8,35 GW em 2034 referente a esses projetos, foi necessário um acréscimo de oferta de aproximadamente 17,5 GW de capacidade renovável, distribuídos em 14,6 GW da fonte eólica e 2,9 GW de solar centralizada. Este montante de expansão indicativa, que é aquela indicada pelo modelo de otimização da expansão, se distribui ao longo dos anos conforme mostrado na Figura 11-7. Com este acréscimo de capacidade além daquele sinalizado no Cenário de Referência, de cerca de 21,7 GW das fontes eólica e solar ao final do horizonte, a expansão indicativa totaliza 39,1 GW para essas fontes.

Figura 11-7 - Acréscimo anual das fontes eólica e solar (GW)



Fonte: Elaboração EPE

A geração de energia proveniente dos 17,5 GW de capacidade adicional ao Cenário de Referência, se soma ao excesso de geração renovável, já previsto para alguns meses, para fazer o atendimento da carga de hidrogênio. A entrada de um montante significativo de projetos de grande porte, como é o caso do Hidrogênio, impacta a operação do SIN e a alocação para o uso eficiente dos recursos deste sistema. Existe uma expectativa de que o aumento de carga acarrete um aumento do Custo Marginal de Operação¹⁹⁷ (CMO), em relação aos valores previstos no

¹⁹⁴ A descrição das restrições de acréscimo de capacidade anual em função dos custos das tecnologias é apresentada na publicação “Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão PDE 2034”. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Arquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf.

¹⁹⁵ Nem todos os limites máximos de acréscimo de capacidade anual de renováveis foram alcançados no Cenário de Referência, o que significa que neste cenário não foi alcançado o potencial total disponível para expansão das fontes renováveis.

¹⁹⁶ Não foi considerada na cesta de oferta indicativa fontes não renováveis para atendimento à demanda de hidrogênio, logo a expansão indicativa destas fontes está restrita àquela sinalizada no Cenário de Referência.

¹⁹⁷ O Custo Marginal de Operação indica o custo para produzir a unidade adicional de energia de que o sistema demanda.

Cenário de Referência. Isto se deve porque parte do excesso de energia que pode vir a ocorrer em alguns meses passaria a ser consumido pelos projetos de hidrogênio, e com isso as cargas adicionais que, em um primeiro momento, se beneficiariam deste excesso passam a necessitar de opções de suprimento de custo mais elevado.

Um cenário de expansão deve garantir segurança do sistema elétrico, através do atendimento aos critérios garantia de suprimento de energia e potência, descritos no Capítulo 3. Foi verificado que o cenário proposto neste exercício atende aos critérios de energia, de modo que a expansão renovável indicativa é capaz de atender ao acréscimo de demanda de energia. Entretanto, para o atendimento aos critérios de potência, foi verificada a necessidade de capacidade adicional, além da expansão renovável mencionada. Isto significa que nos momentos de demanda mais elevada do SIN, agregados a situações de baixa hidrologia, pode não ser suficiente a expansão indicada nesta sensibilidade, em especial por se tratar de fontes renováveis variáveis, de menor contribuição típica para o atendimento de ponta, especialmente noturna.

Esta capacidade adicional de fornecimento de potência, necessária para suprir a demanda adicional associada aos projetos de eletrólise de hidrogênio, pode ser provida de diferentes formas, como uma combinação de usinas hidrelétricas e termelétricas flexíveis, tecnologias de armazenamento, como baterias ou usinas reversíveis, alterações na dinâmica de operação dos reservatórios, além de opções com participação da demanda, como a resposta da demanda¹⁹⁸. Caso a opção para suprimento de potência seja através de expansão de fontes renováveis variáveis, isto poderia levar a um elevado excesso de energia no sistema.

Tabela 11-4 - Capacidade adicional para atendimento aos critérios de potência

Ano	Capacidade Adicional (GW)
2030	0,1
2031	1,3
2032	2,0
2033	2,0
2034	3,9

Fonte: Elaboração EPE

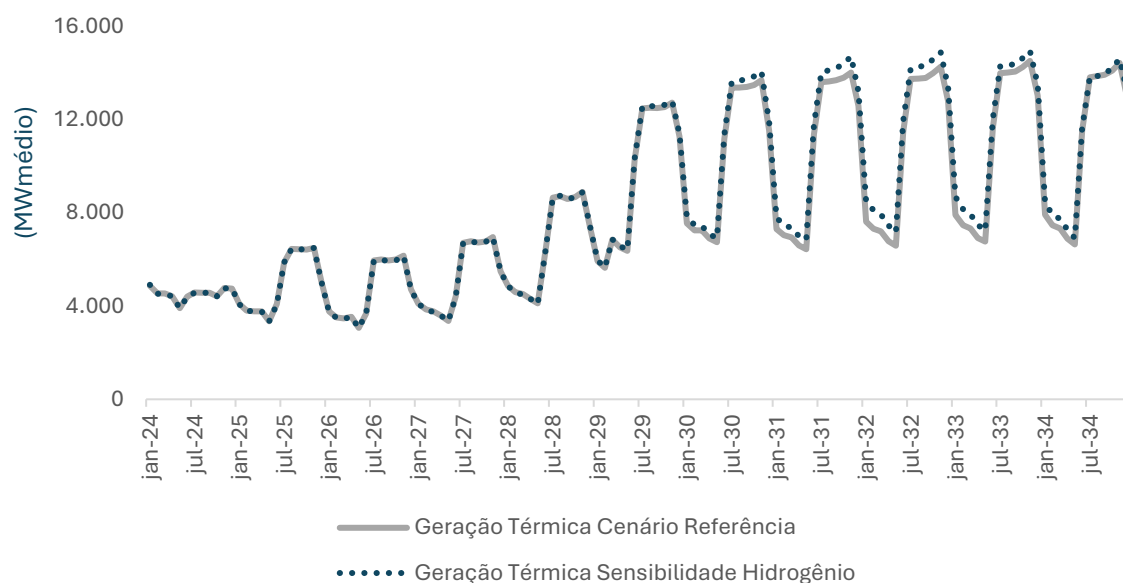
Além do impacto na capacidade de potência instalada no sistema, é importante avaliar se a nova dinâmica de operação para atender à carga adicional dos projetos de hidrogênio alterou aspectos como os fluxos entre as regiões e o fator de capacidade¹⁹⁹ das fontes de geração. No caso dos fluxos, a região Nordeste, mesmo sendo exportadora de energia, já tende a ser importadora de potência, em especial pela sua configuração de oferta renovável variável. A inclusão de uma carga adicional, que seria suprida por fontes com esta característica acentuaria este panorama do Nordeste como um importador de potência. Outro aspecto importante é verificar se, em

¹⁹⁸ A depender da tecnologia adotada para eletrólise, a resposta da demanda pode ser exercida pelo próprio eletrolisador, com a adoção de um perfil de consumo que não seja flat, mas que seja reduzido nos horários de maior demanda líquida do sistema.

¹⁹⁹ O Fator de Capacidade é a relação entre a geração de uma usina em determinado intervalo de tempo e a sua capacidade instalada.

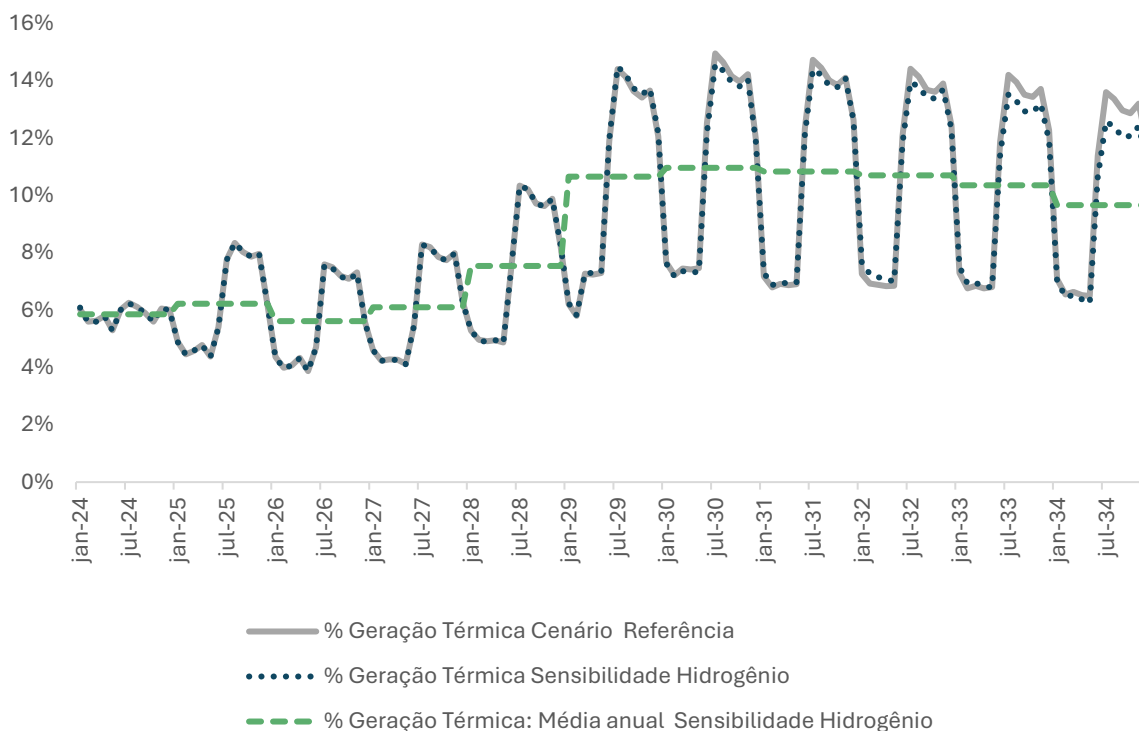
termos de energia, houve um aumento da geração termelétrica média. Conforme mostrado na Figura 11-8, a diferença da geração de energia das usinas térmicas do caso Sensibilidade de Hidrogênio em relação ao Cenário de Referência chega a 10%. Caso a opção para fornecimento de potência adicional informada na Tabela 11-4 seja utilizando termelétricas totalmente flexíveis, por se tratar de um suprimento de potência, não haveria alteração significativa no montante de geração termelétrica média do caso de Sensibilidade.

Figura 11-8 - Geração termelétrica média do SIN



Fonte: Elaboração EPE

Entretanto, uma variável importante é a renovabilidade da geração do sistema que está suprindo o SIN e os projetos de Hidrogênio, em especial para avaliação da estratégia de posicionamento do Hidrogênio produzido no Brasil de acordo com as certificações exigidas no mercado internacional. Ainda que no Caso de Sensibilidade do Hidrogênio tenha uma perspectiva de aumento das emissões se comparado com o Cenário de Referência, a participação da geração termelétrica no atendimento à carga bruta reduziu nos meses de análise, conforme observado na Figura 11-9. Em termos médios anuais, a geração das termelétricas corresponde a no máximo 11% da carga bruta, o que significa, que a inclusão dos projetos a hidrogênio resulta em pelo menos 89% de geração renovável no SIN até o horizonte de 2034.

Figura 11-9 - Participação da geração termelétrica no atendimento à carga bruta

Fonte: Elaboração EPE

11.4 Minerais Estratégicos para a Transição Energética

Os esforços para descarbonização da economia mundial, característica do atual processo de transição energética global, implicam na maior penetração de tecnologias de energia mais intensivas no consumo de minerais para sua produção, como é o caso das energias solar e eólica, além de baterias, por exemplo. Nesse contexto, a antevisão da demanda futura desses minerais para suportar esse processo, levanta preocupações quanto à oferta futura desses minerais não se constituir em gargalo para a transição energética.

11.4.1 Definição

O contexto de transição energética leva, em geral, à existência de duas classificações para esses minerais:

- **Críticos:** Um mineral crítico é definido como um mineral essencial ou recurso de base mineral necessário para uma determinada atividade econômica, cuja supressão de fornecimento possa gerar consequências prejudiciais sob um ponto de vista comercial, bem como para o bem-estar econômico, ambiental, de segurança e social de um país, região econômica comum ou região específica (ISO, 2023).

- **Estratégicos:** Um mineral estratégico atende a pelo menos um dos seguintes requisitos: (i) o país depende de importação em alto percentual para o suprimento de setores vitais da economia; (ii) devem ampliar sua importância pela sua aplicação em produtos e processos de alta tecnologia; ou (iii) detêm vantagens comparativas e são essenciais para a economia devido à geração de superávit da balança comercial do país (PNM 2030), desempenhando papel na estratégia nacional, podendo estar relacionado ou não com a escassez do material. Um exemplo é o nióbio, considerado um mineral crítico pela União Europeia e Estados Unidos, enquanto para o Brasil é considerado um mineral estratégico. A existência dessa distinção impacta a forma de tratamento da produção destes minerais em cada país, por exemplo, no que se refere à elegibilidade de acesso a incentivos econômicos.

No Brasil, o Plano Nacional de Mineração 2030 traz a definição de minerais estratégicos. Por sua vez, a relação de minerais estratégicos foi definida no âmbito da Política Pró-Minerais Estratégicos, pela Resolução CTAPME nº 2/2021, segmentada em três categorias: (i) Categoria I: Bens minerais dos quais o País depende de importação em alto percentual para o suprimento de setores vitais da economia; (ii) Categoria II: Bens minerais que têm importância pela sua aplicação em produtos e processos de alta tecnologia; e (iii). Categoria III: Bens minerais que detêm vantagens comparativas e que são essenciais para a economia pela geração de superávit da balança comercial do País. Essas categorias não são excludentes, e inclusive alguns minerais estão classificados nas categorias II e III.

A Tabela 11-5 compara a lista brasileira de minerais estratégicos com as listas de materiais críticos dos Estados Unidos e da União Europeia (UE). Embora usem diferentes nomenclaturas, como "Minerais Estratégicos" no Brasil e "Matérias-Primas Críticas" na UE, há uma significativa interseção, especialmente nos minerais da Categoria II do Brasil, que coincidem com os das listas dos EUA e da UE. As listas, que são atualizadas periodicamente, incluem atualmente 50 minerais críticos nos EUA e 34 na UE. Outros países, como Japão, Canadá e Austrália, também possuem suas listas, enquanto a China, apesar de sua importância no mercado global, não tem uma lista oficial de materiais críticos. Importa destacar que, como a tabela abaixo objetiva apenas identificar a interseção entre as diversas listas de minerais críticos e estratégicos, tendo como referência aquela adotada pelo Brasil, não se lista de forma exaustiva a listagem presente nos EUA e União Europeia.²⁰⁰

²⁰⁰ A Lista Final de Materiais Críticos de 2023 do DOE inclui todos os materiais que foram avaliados como "críticos" ou "quase críticos" a curto ou médio prazo – com exceção do urânio: (i) Materiais críticos para energia ("os dezoito elétricos"): alumínio, cobalto, cobre, disprósio, ferro silício, flúor, gálio, irídio, lítio, magnésio, grafite natural, neodímio, níquel, platina, praseodímio, silício, carbetos de silício e térbio; e (ii) Minerais críticos: O Secretário do Interior, atuando

Tabela 11-5 - Lista de Minerais Críticos e Estratégicos: Brasil, Estados Unidos e União Europeia

Minerais	Brasil			Estados Unidos Materiais Críticos	União Europeia Matérias- primas críticas
	Categoria I	Minerais Estratégicos Categoria II	Categoria III		
Molibdênio	X				
Fosfato	X				X
Potássio	X				
Enxofre	X				
Cobalto		X		X	X
Lítio		X		X	X
Níquel		X		X	X
Terras Raras ²⁰¹		X		X	X
Platina e Grupo		X		X	X
Silício		X		X	X
Tálio		X			
Tântalo		X		X	X
Estanho		X		X	
Titânio		X		X	X
Tungstênio		X		X	X
Vanádio		X		X	X
Cobre		X	X	X	X
Grafite		X	X	X	X
Nióbio		X	X	X	X
Urânio		X	X		
Alumínio			X	X	X
Ferro			X		
Manganês			X	X	X
Ouro			X		

Fontes: Brasil: MME (2021); EUA: U.S. Geological Survey (2024); União Europeia: European Commission (2023)

através do diretor do Serviço Geológico dos EUA, publicou uma lista final de minerais críticos em 2022, que inclui os seguintes 50 minerais: alumínio, antimônio, arsênio, barita, berílio, bismuto, cério, césio, cromo, cobalto, disprósio, érbio, európio, fluorita, gadolínio, gálio, germânio, grafite, háfnio, hólmio, índio, irídio, lantânio, lítio, lutécio, magnésio, manganês, neodímio, níquel, nióbio, paládio, platina, praseodímio, ródio, rubídio, rutênio, samário, escândio, tântalo, telúrio, térbio, túlio, estanho, titânio, tungstênio, vanádio, itérbio, ítrio, zinco e zircônio.

Cabe destacar que o urânio não pode ser classificado pelos EUA pois a Seção 7002(a) da Lei de Energia de 2020 restringe a listagem de materiais críticos a “qualquer mineral, elemento, substância ou material não combustível”. Com base no significado claro de combustível, o urânio usado em reatores nucleares comerciais é um material combustível. Como a Avaliação de Materiais Críticos do DOE de 2023 inclui apenas o uso de urânio como combustível, o DOE não designou o urânio como um material crítico na Lista Final de Materiais Críticos de 2023.

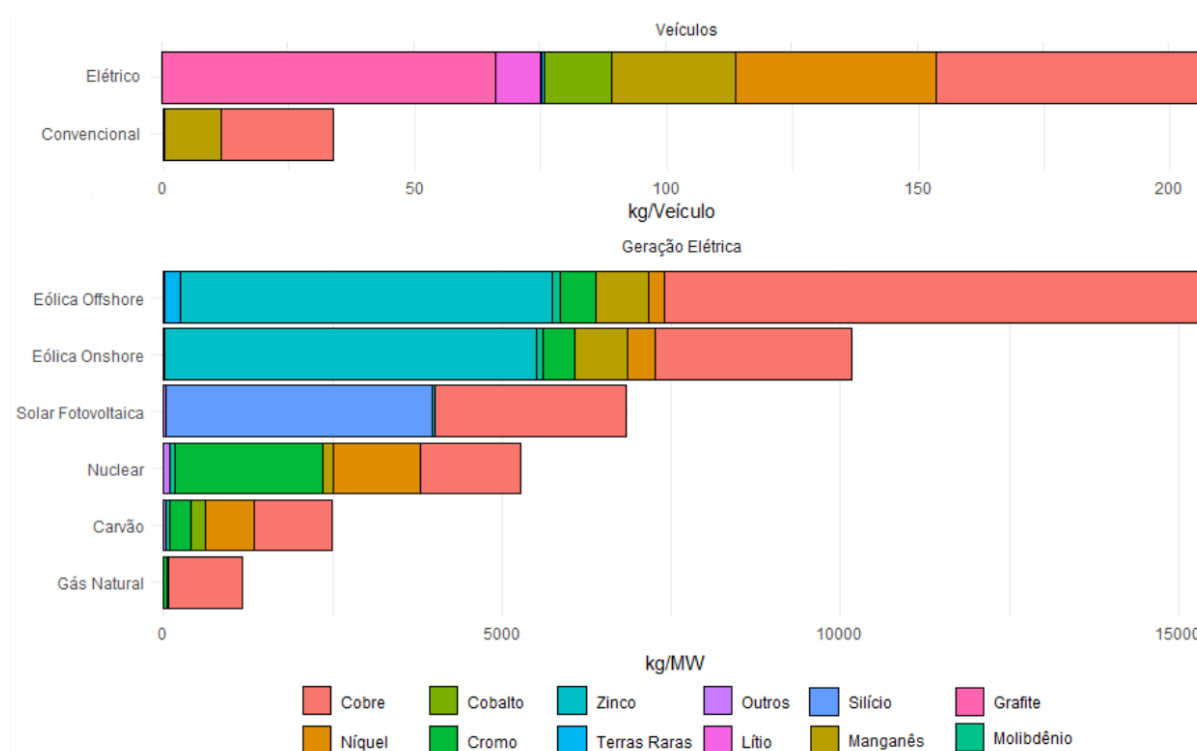
²⁰¹ Terras raras é um nome dado a 17 elementos da tabela periódica. No contexto da transição energética, os mais utilizados são disprósio, neodímio, praseodímio e térbio.

11.4.2 Minerais estratégicos para a Transição Energética

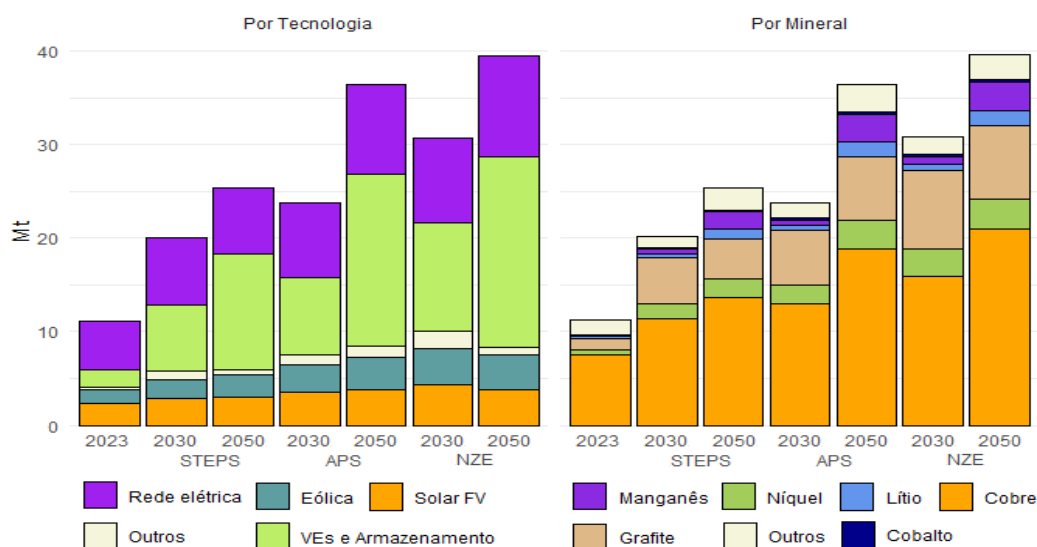
Conforme anteriormente mencionado, instalações de geração eólica, solar fotovoltaica e veículos elétricos demandam maior intensidade no consumo de minerais do que os seus homólogos voltados ao consumo de combustíveis fósseis (Figura 11-10), como também diversidade destes minerais. Importante notar que, em contraste, dispor de alternativas como hidreletricidade e energia nuclear no portfólio, contribui para menor exposição de um país a efeitos de escassez de minerais estratégicos, sob a ótica da cadeia de suprimento. Além disso, a demanda por minerais estratégicos nos veículos movidos a biocombustíveis é semelhante às dos veículos tradicionais a combustão e significativamente inferior à dos veículos elétricos. Destaca-se que materiais como o alumínio e o ferro são relevantes para transição energética e que nem sempre são considerados nos cenários globais. O crescimento da demanda por estruturas dos painéis fotovoltaicos, veículos elétricos e redes elétricas, por exemplo, estão entre os principais impulsionadores da demanda global por alumínio.

A magnitude da demanda destes minerais para transição energética no longo prazo pode ser ilustrada a partir das projeções realizada pela AIE (2022), que apontam que no cenário mais arrojado (NZE), a demanda mundial destes materiais pode mais que triplicar até 2050 (Figura 11-11). O nível de crescimento desta demanda, contudo, dependerá do “mix” de tecnologias energéticas adotadas, da evolução da intensidade de consumo de minerais por estas tecnologias, políticas incidentes, além do nível de reciclagem destes materiais.

Figura 11-10 - Intensidade no consumo de minerais por tecnologia de baixa emissão de carbono



Fonte: AIE (2024)

Figura 1111 - Demanda de minerais por tecnologias de energia limpa cenário (2030 e 2050) - AIE

Fonte: Adaptado EPE, a partir de AIE (2022)

No que se refere aos cenários globais de demanda de minerais para transição energética, duas variáveis relevantes merecem destaque: a geopolítica associada a essa oferta e a evolução tecnológica destes equipamentos, no caso dessa última, tanto no que se refere à intensidade desse consumo (kg mineral/capacidade instalada) quanto na possibilidade de surgimento de tecnologias alternativas.

No que se refere à **geopolítica dos minerais para transição energética**, além dos possíveis reflexos na oferta mundial das tecnologias de baixa emissão de carbono, a relevância de sua análise se deve à sua relação com a identificação de oportunidades futuras de inserção do Brasil na cadeia global de valor destes minerais, em especial, nas etapas de mineração e de processamento/refino destes materiais.

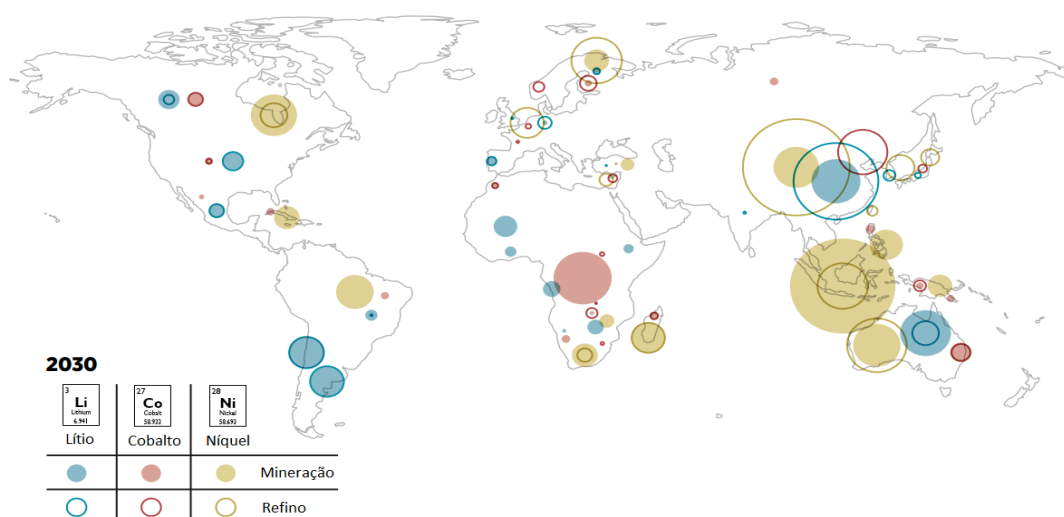
A exploração destes minerais se encontra concentrada em poucos países e empresas, resultado da combinação de fatores tais como a localização das reservas de cada mineral e o nível de investimentos realizados para esse fim. Ilustrando: mais de 70% da platina é extraída na África do Sul; 70% do cobalto é extraído na República Democrática do Congo; mais de 60% de grafite natural na China; quase 50% do níquel na Indonésia; quase 50% do lítio na Austrália e quase 50% do disprósio, na China. (IRENA, 2023). Comparativamente, o Brasil responde por 2,5% da produção de níquel, 4,6% de grafita, 0,02% de terra raras e 1,6% do lítio globalmente produzido (

Tabela 11-6).

Este padrão de concentração é ainda mais acentuado no caso do processamento/refino destes minerais. Nesta etapa, a China é o país dominante, com uma quota de 100% do fornecimento global de grafite natural e disprosio, mais de 90% do manganês, 70% do cobalto, quase 60% do lítio e aproximadamente 40% do cobre.

Em termos perspectivos, a estimativa é que a concentração geográfica em ambos os elos da cadeia de valor (exploração e processamento) tenda a permanecer, pois: (i) grande parcela de investimentos na exploração destes minerais provém de países da OCDE - Austrália, Canadá, Chile e Estados Unidos, que aumentaram os seus orçamentos de exploração de níquel, cobalto, lítio e cobre nos últimos dez anos; (ii) até 2030, algo entre 70-75% do crescimento projetado da oferta de produtos refinados de lítio, níquel, cobalto e elementos de terras raras virão dos principais três produtores atuais. Na Figura 11-12 observa-se uma ilustração da projeção da mineração e do refino no mundo para minerais selecionados (lítio, cobalto, níquel).

Figura 11-12 - Projeção de mineração e refino para minerais críticos selecionados - 2030



Fonte: BloombergNEF (2023)

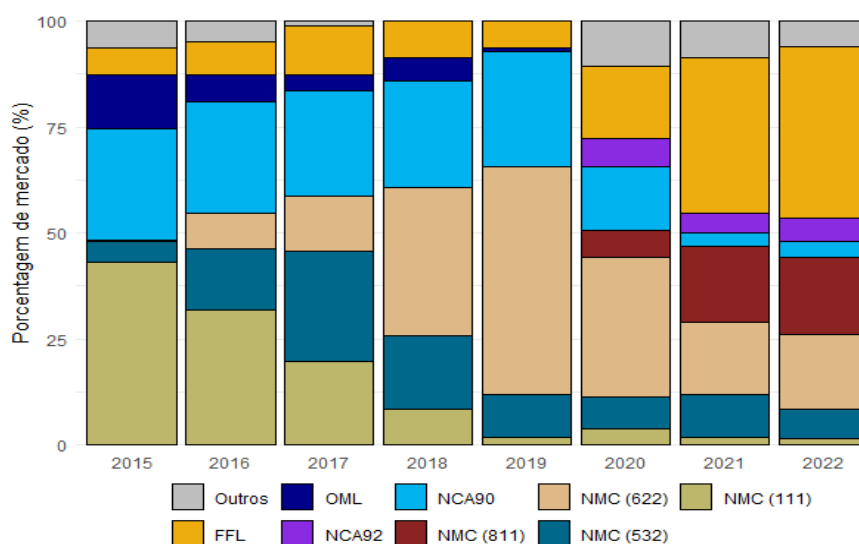
A concentração geográfica da mineração e processamento, interrupções e exposição a questões ambientais (incluindo o risco climático), sociais e de governança (ASG²⁰²) são alguns dos riscos que precisam ser considerados em estratégias de suprimento de minerais para transição energética e, por conseguinte, potencialmente afetando o ritmo em que a transição energética poderá ocorrer. Por outro lado, este quadro também poderá representar oportunidades a serem aproveitadas pelo Brasil no médio e no longo prazo.

No que tange à **evolução das tecnologias de baixa emissão de carbono**, esta impacta a demanda por minerais estratégicos de duas maneiras. Na primeira delas, relaciona-se à

²⁰² ASG: A Nova Dimensão da Sustentabilidade Financeira - Ambiental, Social e Governança. — Portal do Investidor (www.gov.br)

intensividade de uso de minerais críticos embutida em uma dada tecnologia. A segunda maneira refere-se ao surgimento de tecnologias substitutas, que não demandem ou reduzam significativamente a demanda por um dado material. Um exemplo disso ocorre no caso das baterias para veículos elétricos, que experimentaram diversas transformações em termos de composição química de seus elementos ao longo do tempo, como ilustrado na Figura 11-13. Em termos desta tecnologia exemplificada, além de eventuais ganhos de eficiência no consumo destes minerais (kg de mineral/kg de bateria), tecnologias emergentes também podem exercer impacto relevante na demanda futura destes equipamentos. Esta lógica é aplicável igualmente às demais tecnologias de baixa emissão de carbono para o processo de transição energética global. Entender essas perspectivas é fundamental para estimativa de demanda de minerais estratégicos para apoiar o processo de transição energética mundial e brasileira, bem como ilustrar potenciais oportunidades futuras para o país nesse mercado.

Figura 11-13 - Alterações na composição química de baterias veiculares em anos recentes



Fonte: AIE (2023)

11.4.3 Minerais Estratégicos na Transição Energética Brasileira

O setor mineral brasileiro contribui com cerca de 4% do PIB, sendo o país um importante exportador de ferro, manganês, tântalo, nióbio e bauxita, além de dispor de diversificado potencial para produção de minerais estratégicos (

Tabela 11-6), essenciais para o atual processo de transição energética. À extensão do território brasileiro e à diversidade geológica brasileira, com suas reservas mapeadas, soma-se a perspectiva de enorme potencial para novas descobertas minerais. Exemplificando, segundo a AIE (2024), a América Latina desponta como região com maior potencial para receber investimentos estrangeiros e expandir a produção, devido à quantidade de reservas existentes e ao potencial para novas descobertas.

Tabela 11-6 - Reservas, Produção e Participação Global de Minerais Estratégicos Selecionados - Brasil (2023)

Mineral	Reserva (t)	Mundo (t)	Participação (%)	Produção 2023 (t)	Mundo (t)	Participação (%)
Lítio	1.370.000	28.000.000	4,9%	4.900	180.000	2,7%
Cobre¹	11.200.000*	1.000.000.000	1,1%	326.600	22.000.000	1,5%
Níquel	16.000.000	130.000.000	12,3%	89.000	3.600.000	2,5%
Nióbio	16.000.000	17.000.000	94,1%	75.000	83.000	90,4%
Terras Raras	21.000.000	110.000.000	19,1%	80	350.000	0,02%
Cobalto	70.000	8.300.000	0,8%	0	230.000	0%
Vanádio	120.000	26.000.000	0,5%	6.400	100.000	6,4%
Grafita	74.000.000	280.000.000	26,4%	73.000	1.600.000	4,6%
Silício (quartzo)	N/A	N/A	-	390.000	9.000.000	4,3%
Manganês	270.000.000	1.900.000.000	14,2%	620.000	20.000.000	3,1%
Alumínio (bauxita)	2.700.000.000	31.000.000.000	8,7%	31.000	400.000	7,8%

Fonte: MME (2024).

(1) Nota: Os dados referentes às reservas brasileiras de Cobre são referentes ao ano de 2022.

Compondo este quadro do potencial de avanço do setor mineral brasileiro, um indicador é o grau de distanciamento entre a participação da produção brasileira de alguns minerais na produção mundial comparada com a participação no caso das reservas mundiais. Por exemplo: (i) Lítio (% reservas= 4,9%; % produção= 2,7%); (ii) Terras raras (% reservas= 19,1%; % produção= 0,02%) e grafita (% reservas= 26,4%; % produção= 4,6%), que mostram números bastante distanciados de participação das reservas em relação à produção, ambas em termos de produção mundial. Um outro aspecto que merece ser destacado refere-se à forma e qualidade em que cada minério se apresenta no caso brasileiro, o que pode mostrar importância para seu aproveitamento, seja no mercado doméstico, seja no comércio internacional. Por exemplo, no caso do lítio, as reservas brasileiras ocorrem associados a rochas duras, diferindo de reservas em outros países da América Latina (Argentina, Bolívia e Chile), associadas a reservas salinas. Nesse caso, o aproveitamento das reservas brasileiras poderia demandar menor quantidade de água para sua extração, característica especialmente relevante em locais com restrições hídricas, por exemplo. Características relacionadas à forma de ocorrência e qualidade das reservas minerais brasileiras são especialmente interessantes para posicionar a produção mineral brasileira de forma bastante relevante no atendimento aos mercados que demandem minerais estratégicos.

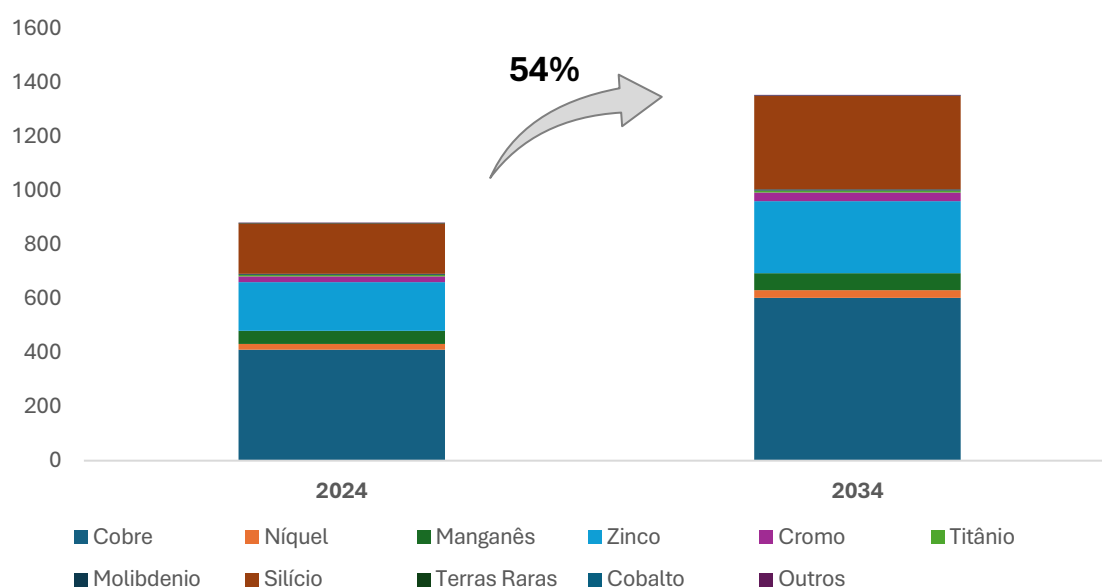
Abordando a cadeia de valor da produção mineral em suas diversas etapas, observa-se, contudo que este perfil ainda reflete um país grande exportador de minerais brutos, mas em contraste, grande importador de produtos advindos do processamento desses materiais. Nesse caso, pode-se exemplificar os casos do alumínio e do lítio. No primeiro caso, o país exporta grandes volumes de bauxita e alumina e depende da importação de folhas, chapas e ligas de alumínio, enquanto no caso do lítio, exporta o mineral e importa seus derivados químicos, além de baterias. Nesse contexto, a expansão da produção brasileira de minerais estratégicos pode ser avaliada à luz da

concatenação de políticas industriais que permitam ao país incentivar o avanço da capacidade industrial instalada no país em elos a jusante na cadeia de valor mineral.

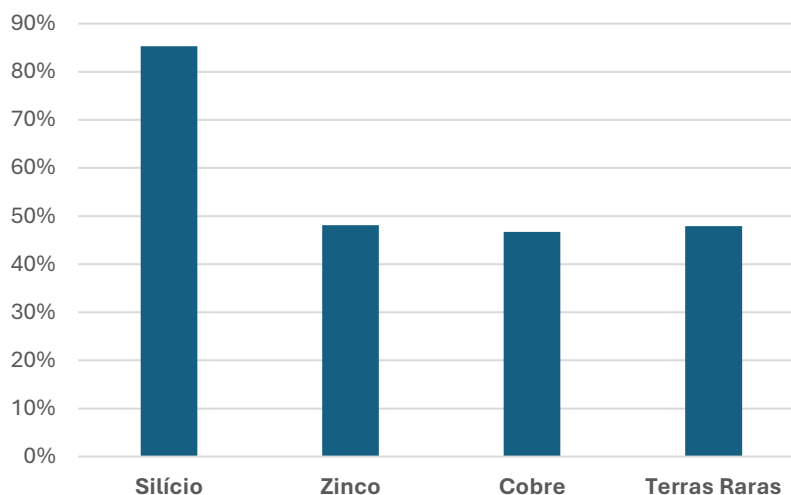
No horizonte decenal, a estimativa do potencial de demanda de minerais estratégicos para transição energética pode ilustrar a magnitude das oportunidades existentes, em um recorte de médio prazo. Para essa finalidade, estimou-se essa demanda para cenário de expansão do setor energético brasileiro, considerando as seguintes tecnologias: (i) geração elétrica - energias eólica e solar; (ii) transmissão de eletricidade; (iii) eletromobilidade - veículos leves e pesados.

A Figura 11-14 consolida essas estimativas em relação à matriz elétrica, destacando um aumento significativo no uso de minerais estratégicos devido à expansão da capacidade instalada em 2034. Esse crescimento é particularmente impulsionado pela maior participação da energia solar e eólica. Enquanto a capacidade instalada total aumentou 35% (conforme discutido no Capítulo 3), o uso de minerais subiu 54%, reforçando que a transição energética, inclusive no setor elétrico brasileiro, é mais intensiva em minerais. Na Figura 11-15 é possível observar o aumento percentual dos minerais críticos: silício, cobre, zinco e terras raras. Esse crescimento está fortemente ligado à expansão das fontes de energia renováveis, como a eólica e a solar.

Figura 11-14 - Crescimento da demanda de minerais para produção de equipamentos para geração elétrica



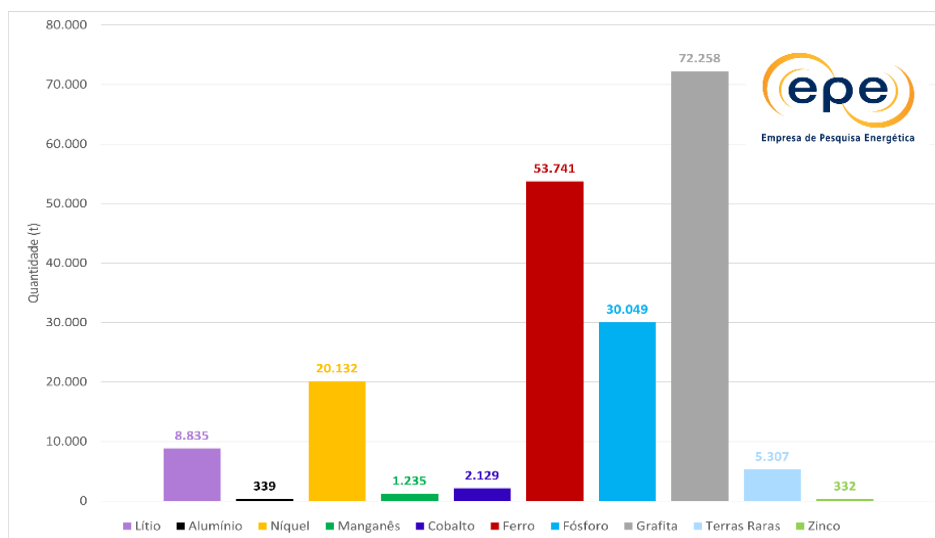
Fonte: Elaboração EPE

Figura 11-15 - Crescimento Percentual de Minerais Críticos na Matriz Elétrica

Fonte: Elaboração EPE

Além da geração de energia, a transmissão também contribui significativamente para o aumento do uso de minerais. Conforme a expansão de linhas de transmissão discutido no Capítulo 4, espera-se um aumento considerável no consumo de materiais, especialmente aço e alumínio. Estima-se um acréscimo de 1,1 milhão de toneladas no uso desses minerais em torres e cabos de transmissão, dos quais 58% correspondem ao aço (ferro) e 40% ao alumínio.

Para o caso de baterias veiculares, esta quantificação considerou cenários de expansão da frota veicular (Capítulo 2), por categoria de modelo, com demandas distintas por minerais estratégicos. O tamanho desse mercado ilustra as oportunidades potenciais dentro da cadeia de valor na produção de baterias. Para o caso da demanda acumulada de minerais estratégicos relacionada à expansão do uso de veículos eletrificados, esta estimativa é apresentada na Figura 11-16.

Figura 11-16 - Crescimento da demanda de minerais para baterias veiculares

Fonte: Elaboração EPE

Destaca-se que demanda estimada desses minerais se restringe àquelas onde se observa maior intensividade em minerais tais como painéis solares e seus componentes, além de baterias de automóveis. Tais estimativas não contemplam, portanto, aplicações diferentes das citadas, ou seja, devidas a outras estruturas energéticas que, contudo, não representam significativa mudança da tecnologia tradicional.

11.4.4 Desafios e Oportunidades para o Brasil

No atual processo de transição energética mundial, a disponibilidade de minerais para suportar a expansão do setor energético nesse processo tem se configurado como um condicionante relevante para a consecução das estratégias nacionais nesse sentido, no mundo como um todo. Distribuição de reservas e capacidade de processamento destes materiais compõe um desenho geopolítico mundial que traz aspectos importantes para a inserção brasileira nesse contexto.

Com relevantes reservas de minerais estratégicos para a transição energética e potencial de ampliação destas, configuram-se oportunidades para o Brasil tanto a expansão dessa capacidade de produção mineral e de sua transformação para aplicações no mercado interno, quanto o aproveitamento de oportunidades no comércio internacional.

Nesse contexto, é natural que desafios e oportunidades se apresentem para o futuro da produção mineral para transição energética, dos quais se podem destacar como **oportunidades**:

- **“Powershoring”**: Atração de investimentos em cadeias industriais interessadas em aproveitar a matriz energética de baixa emissão brasileira, buscando mercados para produtos “verdes”, ou seja, de baixa emissão. Isso inclui desde a indústria extrativa (minerais “verdes”) quanto manufatureira. Este movimento se alinha à perspectiva de aproveitamento de oportunidades de inserção do país em etapas a jusante na cadeia global de valor do setor mineral possibilitando também expandir o grau de industrialização do país no longo prazo;
- Potencial de produção mineral e qualidade de reservas minerais: **o vasto território e diversidade geológica do Brasil oferecem um enorme potencial para descobertas minerais**. Muitas áreas ainda permanecem inexploradas, representando uma oportunidade significativa para novas descobertas de reservas e explorações, com características de qualidade (teor de minério contido) e forma de ocorrência (por exemplo, lítio em formações rochosa, com menor pegada hídrica para produção);
- **“Friendshoring”**: Com o aumento das restrições ao comércio de minerais estratégicos entre países e políticas protecionistas que dificultam o comércio internacional, EUA, União Europeia e outros têm demonstrado interesse em parcerias com o Brasil na área de minerais estratégicos, indicando potencial para colaborações estratégicas e investimentos. **O Brasil pode capitalizar suas boas relações diplomáticas para se estabelecer como um fornecedor confiável**, negociando acordos vantajosos e atraindo investimentos;
- Arcabouço legal ambiental: **O Brasil possui uma legislação ambiental moderna e rigorosa, que condiciona a atividade de exploração mineral à obtenção de licenciamento ambiental**. Além disso, o MME está empenhado em construir uma taxonomia ASG focada no setor mineiro e de transformação mineral, baseada nas melhores práticas nacionais e internacionais. Essas iniciativas representam uma

grande oportunidade para o Brasil se destacar como líder em mineração sustentável, atraindo investimentos estrangeiros e promovendo o desenvolvimento econômico com responsabilidade socioambiental.

A construção de um ambiente propício ao aproveitamento destas oportunidades, por sua vez, traz igualmente **desafios** que certamente precisarão ser abordados, entre os quais:

- **Disponibilidade de recursos para investimento:** A mineração de minerais críticos exige investimentos substanciais, representando um desafio significativo para o Brasil. A exploração e o processamento demandam tecnologias avançadas e infraestrutura robusta, resultando em altos custos iniciais e uma longa fase de investimento antes do retorno financeiro.
- **Avançar na cadeia de processamento de minerais críticos representa um desafio significativo para o Brasil.** Embora o país possua vastos recursos naturais, a maturidade tecnológica necessária para o processamento avançado desses minerais já está consolidada em outros países, além de domínio na cadeia de valor dos minerais críticos;
- **Desafios socioambientais:** A despeito de a legislação ambiental brasileira sobre mineração se apresentar como uma fortaleza no caso do Brasil, **a atividade de exploração mineral** intrinsecamente acarreta impactos ambientais significativos, o que **exige gestão rigorosa para minimizar danos e assegurar práticas sustentáveis**, de modo a garantir o cumprimento dessa legislação e favorecer a aceitação pública. Além disso, é importante reduzir a pressão sobre os recursos minerais mais escassos por meio de investimento em pesquisa e desenvolvimento de materiais alternativos mais abundantes e de menor impacto ambiental, bem como promover o máximo aproveitamento desses minerais por meio de reciclagem, seguindo a lógica circular.

11.5 Políticas Públicas

11.5.1 Papel das Políticas Públicas na Transição Energética

Os cenários mundiais e nacionais destacados neste capítulo apontam para necessidade de superar vários desafios no caminho para a neutralidade líquida em emissões de gases de efeito estufa. Entre esses desafios se podem citar, por exemplo: acelerar a penetração de fontes renováveis; promover inovações tecnológicas; elaborar desenhos de mercado com sinais adequados para descarbonização da matriz energética; atuar de forma institucionalmente coordenada; promover cadeias de suprimento necessários ao suporte do processo de transição energética; e estimular fluxos de financiamento que viabilizem essa transformação de forma socialmente inclusiva, ambientalmente responsável e distribuída regionalmente.

Superar desafios dessa magnitude e complexidade demanda o alinhamento e envolvimento de governos – a nível internacional, nacional e subnacional – e sociedades. Nesse contexto, as políticas públicas desempenham papel fundamental, contribuindo para organizar estes mercados, reduzindo barreiras e catalisando um ambiente propício para descarbonização do setor energético em todas as suas dimensões: econômico-financeira, social, ambiental e institucional.

O papel das políticas públicas como catalisadora de movimentos de transformação da matriz energética é bem ilustrada no caso brasileiro. Ao longo de décadas, o perfil dessa matriz se transformou e se diversificou em termos de fontes energéticas, como resultado da contribuição de políticas públicas no setor energético, com finalidades visando à segurança energética, ao aproveitamento de recursos energéticos nacionais, provendo energia limpa, confiável e acessível à sociedade. Nesse sentido, a implantação de políticas públicas que incentivaram o aproveitamento dos recursos hídricos, , biocombustíveis e fontes renováveis contribuíram para que o Brasil atingisse uma matriz energética com elevado grau de participação em energias renováveis, principalmente se comparado ao resto do mundo.

Tal característica abre a perspectiva de oportunidades para o país no atual processo de transição energética global que, se bem aproveitadas, contribuirão com a atração de investimentos e parcerias estratégicas capazes de contribuir para o crescimento sustentável do país. Nesse contexto, é fundamental que as políticas públicas continuem apoiando esse processo de transformação da matriz energética brasileira, possibilitando ao Brasil atingir a neutralidade líquida em carbono no setor de energia.

Os tópicos a seguir destacam a relevância das ações historicamente empreendidas e em andamento no campo de políticas públicas, bem como a necessária articulação entre as diversas políticas setoriais para suporte a essa transformação, e os desafios e oportunidades inerentes nesse processo.

11.5.2 Políticas Públicas e suas contribuições para a Transição Energética

A implementação de uma estratégia bem-sucedida de transição energética brasileira requer não somente um conjunto de políticas públicas na área de energia (ou seja, que estão sob a esfera da governança direta das instituições do setor energético), mas inclui também um conjunto adicional de políticas com atuação em áreas necessárias para suporte a todo esse processo. Nesse caso, se podem exemplificar políticas de caráter industrial-tecnológica (ao apoiar o desenvolvimento de cadeia de valor nacional relacionada à produção de bens e equipamentos para a área de energia), de formação de recursos humanos voltado às cadeias energéticas (programas de capacitação voltados às cadeias de valor do setor energético), ambiental (ao viabilizar a implantação de empreendimentos respeitando o meio ambiente e as populações locais), bem como aquelas com foco no fomento à competitividade (programas de financiamento, alocações de gastos tributários e subsídios fiscais e creditícios, entre outros). Desta forma, é fundamental a existência de articulação entre as diversas políticas setoriais de modo que elas reforcem entre si o objetivo de promover a transição energética de forma plena. Cabe destacar que o conceito de políticas públicas aqui adotado engloba o fluxo de decisões e ações públicas destinadas a manter e enfatizar a trajetória de transição energética brasileira, desenvolvidas principalmente na esfera governamental federal, tanto no âmbito do Poder Executivo quanto do Legislativo.

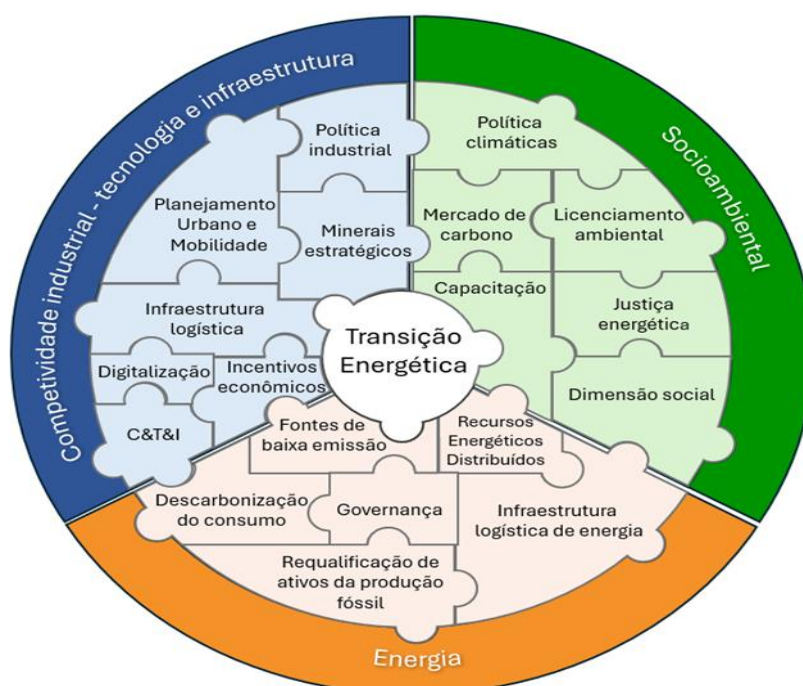
A Figura 11-17 ilustra a complexidade da necessária inter-relação entre essas políticas, onde os instrumentos de política energética devem estar sinergicamente relacionados com outras

dimensões de políticas públicas. Nessa representação, convencionou-se agrupar as políticas públicas em três dimensões: (1) Energia; (2) Competitividade industrial-tecnológica e infraestrutura; e (3) Socioambiental. Enquanto a dimensão “Energia” tem como foco específico o setor energético, a representação adotada nesta figura mostra ser importante que políticas públicas agrupadas nas dimensões (2) e (3) reflitam alinhamento com o propósito de promover o processo de transição energética brasileira.

Exemplificando, no caso de políticas públicas agrupadas na dimensão “Competitividade Industrial-tecnológica e Infraestrutura”, é importante que instrumentos relacionados à promoção de inovação tecnológica no País contemplem o setor energético, podendo-se citar o direcionamento de fundos públicos ou publicamente orientados para o incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias de energia. No caso da dimensão “Socioambiental”, por sua vez, um exemplo inclui o estabelecimento de instrumentos que foquem na oferta de capacitação de mão-de-obra para atender à demanda em segmentos específicos da indústria de energia. Destaca-se que no caso das categorias (2) e (3), há oportunidades de gestão direta da governança do setor energético (por exemplo, no direcionamento de fundos públicos ou publicamente orientados para PDI no setor energético) ou gestão indireta, nesse caso, em articulação com outras pastas setoriais, em políticas com interseção com o setor energético (por exemplo, no caso de políticas climáticas ou no caso de incentivos fiscais).

Desta forma, o aspecto a ser destacado é o reconhecimento de que o caminho para a transição energética é resultado da canalização de esforços de um conjunto de políticas públicas alinhadas para dar suporte a esse processo, de forma conjunta e coordenada, ou seja, caracterizando a existência de relação de sinergia e não de hierarquia entre políticas públicas.

Figura 11-17 - Representação da interdependência de políticas públicas para construção do processo de transição energética brasileira



Fonte: Elaboração EPE

Ressalta-se que, como a implementação da política pública de transição energética brasileira é operacionalizada a partir de um conjunto de instrumentos orientadores para implementação deste objetivo, remeter-se-ão as ações de implementação a atos tais como: leis, decretos, resoluções, portarias, programas, normas e previsão de recursos orçamentários aderentes a essa finalidade, entre outros. Para cada uma das três dimensões destacadas na Figura 11-17, estes instrumentos são categorizados segundo agrupamentos abrangentes em relação a um determinado tópico. A seguir, destacar-se-ão as políticas públicas e instrumentos correlatos destinados à promoção do processo de transição energética brasileira, vigentes e em construção, considerando os agrupamentos apontados nesta figura.

11.5.3 Políticas de Transição Energética: ponto de partida e futuro

O objetivo deste item é fornecer um panorama das políticas públicas em nível federal, tanto as existentes (permitindo ao Brasil se posicionar na vanguarda da transição energética mundial, pelo elevado grau de renovabilidade de sua matriz energética), quanto aquelas em processo de construção (visando fomentar a aceleração desta transição e o aproveitamento das oportunidades decorrentes desse processo). Este panorama é organizado tomando-se como base as categorias sob cada dimensão de política pública apresentadas na Figura 11-17. Registra-se, também, que o panorama apresentado a seguir ilustra alguns exemplos, não sendo, portanto, exaustivo nessa cobertura.

No caso de políticas públicas voltadas à produção de energia por *fontes de baixa emissão*²⁰³, incluem-se aquelas que promovem a maior inserção de fontes renováveis na geração de eletricidade, da energia nuclear, da produção de biocombustíveis e novos combustíveis. No campo dos biocombustíveis podem-se exemplificar: (i) Pro-Álcool, que estimulou a produção doméstica de etanol, visando à redução da dependência de importações de petróleo na década de 1970; (ii) Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio), visando simultaneamente fomentar o mercado de biocombustíveis (crescimento de 17,7% a.a. entre 2014-2024) e reduzir as emissões de GEE¹ (116,1 milhões de toneladas evitadas/compensadas de CO₂); (iii) Programa Brasileiro de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), introduzido em 2005 e incentivando a produção de biodiesel, que cresceu 22,9% ao ano no decênio 2014-2023 (EPE, 2024). A energia nuclear, por sua vez, reconhecida como alternativa importante no processo de transição energética brasileira no PNE 2050, contou recentemente com o estabelecimento da Política Nuclear Brasileira (Decreto nº 9.600/2018). Adicionalmente, a inserção crescente de fontes renováveis na matriz elétrica, tais como as energias solar e eólica, através do mecanismo de

²⁰³ Destaca-se que a classificação como “baixa emissão” considera o ciclo de vida total da produção da energia, de modo que a envoltória do sistema inclui etapas de produção do equipamento, transporte, comissionamento, operação e descomissionamento. Desta forma, mesmo fontes de energia renováveis, consideradas não emissoras sob o escopo 1, ao ser considerado o ciclo de vida, possuem emissões associadas.

leilões de energia previstos na Lei nº 10.847/2004 e das oportunidades no Ambiente de Contratação Livre (ACL), permitiram ao país evitar 267 milhões de toneladas de emissão de GEE desde o ano 2000.

Em termos de novas tecnologias de *fontes de baixa emissão*, seu processo de estruturação de desenho de mercado, se podem citar: (i) Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024), criando os programas nacionais de diesel verde, de combustível sustentável para aviação e de biometano, além de aumentar a mistura de etanol e de biodiesel à gasolina e ao diesel, respectivamente; (ii) Marco legal do hidrogênio, através da Lei 14.948/2024, estabelecendo a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono no país e a Lei nº 14.990/2024, que estabelece o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), definindo a concessão de créditos fiscais a produtores e compradores de hidrogênio no país, entre 2028 e 2032; (iii) Construção do marco regulatório para a energia eólica “*offshore*” no Brasil que, em uma primeira fase, teve a publicação do Decreto nº 10.946/2022, dispondo sobre a cessão de espaços físicos e aproveitamento destes recursos em águas interiores, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental brasileira. O Projeto de Lei nº 576/2021, que trata do estabelecimento deste marco regulatório, encontra-se processo de tramitação, tratando a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir desta fonte.

No que se refere às políticas públicas voltadas para *recursos energéticos distribuídos*, estas incentivam o maior protagonismo do consumidor no mercado energético, incluindo promoção de micro e minigeração distribuída, oferta de resposta de demanda e eficiência energética, entre outros. Dentre esses recursos, exemplifica-se o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), vigente desde 1985, que promove ações de eficiência energética na indústria, saneamento, iluminação pública etc., estimando-se que estas ações permitiram alcançar uma economia de energia de aproximadamente 240 TWh desde 1986 (PROCEL, 2023). No que se refere à micro e minigeração (MMGD), instrumentos como a Resolução ANEEL nº 482/2012 e posteriores, bem como a Lei nº 14.300/2022, contribuíram para estimular um ambiente de negócios que propiciou a instalação de aproximadamente 24 GW até 2023.

As políticas públicas relacionadas à descarbonização e *requalificação de ativos da produção fóssil* destinam-se a reduzir a pegada de carbono desta produção, como também habilitar setores de produção fóssil (carvão mineral e O&G) de modo a aproveitar suas potencialidades de apoiar o processo de transição energética (por exemplo, com uso da renda petrolífera para investimento em tecnologias de baixa emissão), apoiando o processo de migração de competências para requalificar mão-de-obra para atuar em um futuro de baixa emissão de carbono. Entre os instrumentos nesse caso, podem-se citar: (i) Programa de Transição Energética Justa (TEJ), instituída pela Lei nº 14.299/2022, com vistas a promover uma transição energética justa para a região carbonífera do Estado de Santa Catarina; (ii) Regulamentação de limites de queima e perda de gás natural nas instalações de E&P (Resolução ANP nº 806/2022); (iv) Programa Metano Zero, com foco na redução das emissões de metano na atmosfera, visando potencializar o aproveitamento de resíduos como fontes para produção de biogás e biometano para uso energético.

As políticas energéticas relacionadas à *descarbonização do consumo* voltam-se à oferta competitiva de opções de substituição para combustíveis de menor fator de emissão de GEE, por exemplo, gás natural e biocombustíveis. Um exemplo nesse sentido é o Programa Gás para

Empregar (Resolução CNPE nº 01/2023), que tem como principais objetivos aumentar a oferta e melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural. Contudo, apresenta a iniciativa de integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono. Destaque-se a existência de sinergias entre essa categoria de políticas públicas com aquelas relacionadas à categoria anteriormente mencionada (*requalificação de ativos da produção fóssil*). No âmbito da *descarbonização do consumo*, cabe destacar o Programa Energias da Amazônia, instituído pelo Decreto nº 11.648/2023, que tem objetivo de reduzir o uso de óleo diesel na produção de energia na região, diminuindo a emissão de gases de efeito estufa, através da substituição do processo de geração de energia por fontes renováveis.

O conjunto de políticas referentes à *infraestrutura logística de energia*, inclui ações referente à expansão de infraestrutura de transmissão de eletricidade, transporte de gás natural, combustíveis líquidos etc. Exemplificando no caso da transmissão, a expansão dessa infraestrutura tem papel relevante no processo de transição energética, na medida em que possibilita uma operação segura e otimizada da rede com a integração dessas fontes renováveis interconectando-as com os grandes centros de consumo do País. Sob o ponto de vista da segurança energética, esta expansão contribui para a confiabilidade no atendimento ao crescimento da demanda, que poderá ser fortemente influenciada por fatores tais como a eletrificação do consumo, mudanças no perfil deste consumo, além da implantação de projetos de grande porte, como é o caso de *data centers* e das plantas de hidrogênio por eletrólise. Nos leilões de transmissão 001/2023, 002/2023 e 001/2024 foram realizadas contratações de expansões no SIN em um volume histórico no setor de transmissão, com previsão de investimento de R\$ 60 bilhões em obras de grande porte.

No que se refere à categoria *Governança*, um marco relevante foi a instituição da Secretaria Nacional de Transição Energética (MME/SNTEP), no âmbito do Decreto nº 11.492/2023, definindo um conjunto de atribuições, entre elas, “*desenvolver estratégia nacional de transição energética para uso eficiente dos recursos energéticos e fontes de baixo carbono*” (inciso XXIII). Nesse contexto, cabe à mesma, estabelecer diretrizes para elaboração e implementação dos instrumentos do planejamento energético brasileiro. Nesse sentido, a Política Nacional de Transição Energética (PNTE) já está em vigor (instituída através da Resolução CNPE nº 5/2024), vinculando-se a instrumentos de implementação como o Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE) e o Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE), que são instrumentos de apoio ao processo de coordenação de políticas públicas voltadas à transição energética. Esses instrumentos reconhecem e reforçam as políticas públicas vigentes e fomentando o estabelecimento de políticas adicionais que permitam a inserção de novas tecnologias e novos desenhos de mercado com esse fim.

Políticas públicas relacionadas ao combate à pobreza energética e promoção da justiça energética, através das políticas de acesso e de capacidade de pagamento, são fundamentais para atingir os objetivos de desenvolvimento para o Brasil. Essa é uma questão fundamental e agrupada em conjunto de ações e instrumentos relacionados à “*Justiça Energética*”. O País tem caminhado para alcançar a universalização do acesso à energia elétrica através do programa Luz para Todos (Decreto nº 11.628/2023), que já alcançou 3,6 milhões de domicílios, beneficiando

17,3 milhões de pessoas. Atualmente, cerca de 500 mil unidades consumidoras (0,2% das residências brasileiras) não possuem acesso à energia elétrica, sendo que 228 mil estão localizadas em regiões remotas da Amazônia Legal. Além de possibilitar o acesso, é fundamental que a população seja capaz de pagar pela conta de energia e nesse sentido as políticas voltadas aos consumidores de baixa renda, como a Tarifa Social de Energia Elétrica (Lei nº 12.212/2010 e Decreto nº 7.583/2011) e o Programa Auxílio Gás dos Brasileiros (Lei nº 14.237/2021 e Decreto nº. 10.881/2021) contribuem para que as contas de energia tenham menor impacto sobre o orçamento das famílias de baixa renda.

Instrumentos atuantes na dimensão “Competitividade Industrial-Tecnológica e Infraestrutura” (Figura 11-17) tem caráter fundamental no suporte à implementação da transição energética brasileira, atuando em esferas relacionadas a incentivos econômicos, ao desenvolvimento de infraestrutura, inovação tecnológica e estímulo à competitividade da cadeia industrial ligada ao setor energético. Nesse contexto, políticas públicas em *Ciência, Tecnologia e Inovação (C&T&I)*, são um elemento fundamental para o desenvolvimento de um ambiente favorável com a entrada de novas tecnologias que apoiem a transição energética. Nesse sentido, além do alinhamento entre políticas públicas da área de energia e aquelas relacionadas à C&T&I, é importante que contemplem o ciclo completo (PDI e avançando para fases de demonstração e aplicação de tecnologias e de modelos de negócios). Em parte, um exemplo inclui instrumentos como a resolução nº CNPE 02/2021, que define diretrizes para direcionar fundos públicos ou publicamente orientados para investimentos em PDI em áreas estratégicas para a transição energética no País²⁰⁴. A origem desses recursos, no caso do setor de O&G, é definida pela Lei nº 9478/1997 (Lei do Petróleo), enquanto no caso do setor elétrico, a partir da Lei nº 9.991/2000. Tais instrumentos operacionalizam políticas públicas que propiciam um ambiente favorável para aprimoramentos das tecnologias do setor energético, auxiliando a expandi-las para outros setores da economia e, dessa forma, contribuindo para a descarbonização e para uma transição energética justa. Ainda nessa dimensão “Competitividade Industrial-Tecnológica e Infraestrutura”, pode-se destacar o Programa Nacional de Mobilidade Verde e Inovação (Mover), visando estimular a produção de novas tecnologias nas áreas de mobilidade e logística e promover a expansão de investimentos em eficiência energética.

No que se refere às categorias “Planejamento Urbano e Mobilidade” e “Infraestrutura Logística”, se mostram relevantes por definir instrumentos atuantes sobre a configuração do transporte de cargas e de passageiros, impactando a forma e a intensidade como se utiliza energia nesse setor. Nesse caso, instrumentos direcionadores da forma como se estabelece o padrão de mobilidade urbana nas cidades podem contribuir para reduzir o padrão de consumo de energia associado ao trânsito urbano de bens e pessoas. A Lei nº 12.587/2012 estabelece diretrizes para a Política Nacional de Mobilidade Urbana e a adoção de planos de mobilidade urbana pelos municípios, previstos nesta lei, podendo resultar no aumento de participação de modais de transporte energeticamente mais eficientes (transporte coletivo, transporte não motorizado etc.), por

²⁰⁴ As áreas prioritárias definidas por essa resolução incluem: hidrogênio, energia nuclear, biocombustíveis, armazenamento de energia, tecnologias para geração de termelétrica sustentável, transformação digital e minerais estratégicos para o setor energético.

exemplo. Em sinergia, programas de financiamento voltados à renovação de frotas de ônibus²⁰⁵ e de trens²⁰⁶ e redução de emissões de carbono²⁰⁷ são destacados. No campo da infraestrutura logística, o fomento à implementação de modais de transporte de cargas mais eficientes e à integração e transferência modais, podem acarretar ganhos sistêmicos significativos refletidos em menor consumo de energia para movimentar cargas. Nesse contexto, pode-se citar, por exemplo, o Programa PPI – Transportes, que apoia o estabelecimento de parcerias público-privadas (PPP's) para estimular a modernização do transporte de cargas e passageiros no País. Outra ação de incentivo à transferência modal que pode ser citada é o sistema PORTOLOG²⁰⁸ que, por meio da tecnologia de informação, promove a melhoria da integração do modo rodoviário e aquaviário.

No processo de transição energética, o alinhamento entre políticas energéticas e relacionadas à dimensão *SocioAmbiental* é essencial. No contexto da Política Nacional de Meio Ambiente, um de seus instrumentos, o licenciamento ambiental, assume papel fundamental, pois (i) à medida que novas fontes de energia se apresentam, regulamentações específicas são criadas para garantir que a implantação desses empreendimentos ocorra respeitando o meio ambiente e as populações locais; (ii) adequações dos processos de licenciamento na implantação de fontes de energia com baixo potencial de impacto ambiental configuram meios de incentivo; (iii) possui mecanismos para envolver, na discussão acerca dos projetos, outros órgãos públicos tais como institutos de terra, órgãos de apoio a povos e comunidades tradicionais e órgãos de proteção ao patrimônio; e (iv) estabelece mecanismos de participação pública.

Ainda relacionada à dimensão *Socioambiental*, o alinhamento entre as políticas climáticas e de energia visando à transição energética é outro aspecto relevante. O Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Plano Clima) é um instrumento previsto na Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), orientando a política climática brasileira até 2035. As ações relacionadas à Transição Energética deverão estar articuladas com a PNMC que, em sua nova versão, contemplará planos setoriais de mitigação e adaptação específicos para Energia. Portanto, observa-se que todas as ações de Transição Energética no setor de Energia deverão contemplar a agenda global do clima, onde o Brasil assumiu compromissos na 3ª versão da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) incluindo alcançar a neutralidade climática até 2050 (emissões líquidas zero).

Outro aspecto importante no processo de transição energética é o fato de que ele contribui na geração de empregos, via expansão de novas vagas e/ou requalificação profissional, disponíveis em diversos elos da cadeia de valor do setor (fabricação de equipamentos, na construção, operação e manutenção - O&M - de empreendimentos de energia etc.). Desta forma, políticas,

²⁰⁵ **REFROTA:** Renovação de Frota do Transporte Público Coletivo Urbano por meio de financiamento.

²⁰⁶ **RETREM/Pró-Transporte:** Renovação de Frota do Transporte Público Coletivo Urbano de Passageiros Sobre Trilhos. Promove a aquisição de veículos de transporte público coletivo urbano sobre trilhos, incluindo equipamentos, sistemas de informática e/ou telecomunicação embarcados por meio de financiamento com recursos do FGTS.

²⁰⁷ **FINEM Meio Ambiente:** Priorização das modalidades de maior capacidade e menor custo operacional; privilégio do transporte coletivo sobre o individual; redução dos níveis de poluição sonora e do ar, do consumo energético e dos congestionamentos; **FINEM Meio Mobilidade Urbana:** Reforma de material rodante para transporte público coletivo urbano sobre trilhos, estudos e projetos, máquinas e equipamentos.

²⁰⁸ **Portolog:** Coleta de dados de caminhões para melhoria da logística portuária.

programas e ações específicas para *Capacitação de Recursos Humanos* adquirem fundamental importância para gerar oportunidades para a população nesse processo. Exemplos incluem o Qualifica Mais EnergIFE, que disponibiliza uma linha de fomento voltada à promoção da oferta de cursos na área das Energias Renováveis, assim promovendo melhorias na qualificação de mão-de-obra.

11.5.4 Desafios e oportunidades para avanço de políticas públicas relacionadas à transição energética brasileira

Ao longo de décadas, um conjunto de políticas públicas permitiu ao Brasil construir uma matriz energética com elevado grau de renovabilidade e tal fato permite ao país se posicionar de forma relevante no atual contexto de transição energética mundial, para explorar oportunidades em termos de atração de investimentos, crescimento econômico e de inserção na cadeia global de valor. Contudo, sendo esse um ponto de partida, o caminho para a neutralidade líquida em emissões de GEE registra desafios significativos para o país e, por conseguinte, demandam-se esforços adicionais de políticas públicas para dar suporte a esse processo.

Esforço esses que devem estar aderentes aos princípios inerentes ao processo de transição energética brasileira que incluem: (i) contemplar o trilema energético (segurança energética, equidade energética e sustentabilidade), com o objetivo de garantir a segurança de suprimento considerando o combate às mudanças climáticas e a preservação da biodiversidade; combater a pobreza energética e reduzir as desigualdades socioeconômicas e regionais; (ii) criar oportunidades de emprego e renda de forma equitativa e justa; (iii) enfatizar uma indústria competitiva; (iv) criar condições favoráveis para a exploração de novas oportunidades, por meio do incentivo às novas tecnologias; (v) fomentar a inovação e meios de financiamento para a transição energética.

Nesse sentido, de forma que o setor energético contribua como um dos vetores de desenvolvimento econômico e sustentável de longo prazo do país, algumas características do Brasil geram **oportunidades** de direcionamento de políticas públicas e do arcabouço legal-regulatório para a transição energética brasileira tais como:

- **A matriz energética brasileira, de base altamente renovável, pode-se constituir um ativo para atração de investimentos no Brasil**, incentivando a produção de bens com menor pegada de carbono, reforçando o “DNA” renovável do país, e trazendo oportunidades de inserção destes produtos no comércio internacional, como produtos de baixa emissão;
- **O significativo potencial de bioenergia no Brasil, incluindo resíduos, traz oportunidades para explorar sinergias com bioeconomia e economia circular**, promovendo capilarização de benefícios para outros setores da economia brasileira.
- **A disponibilidade de grande potencial e diversificados recursos energéticos** possibilita oportunidades distribuídas em todo o território nacional, que em sinergia a vocações econômicas locais (existentes ou a serem construídas), pode contribuir para a redução de desigualdades socioeconômicas e regionais no país;

- **O arcabouço legal-regulatório e a estrutura de governança existentes do setor energético** estabelece um ponto de partida consistente para o aperfeiçoamento e construção de políticas públicas adicionais que reforcem a trajetória de transição energética brasileira;
- **Adensar a cadeia produtiva ligada ao setor energético brasileiro**, potencializando a expansão da base industrial existente e propiciando a criação de novos polos industriais no Brasil. A sinergia de políticas públicas em energia com a política industrial acelera o desenvolvimento da bioeconomia, mobilidade urbana, descarbonização e do suporte à transição e segurança energéticas, potencializando a geração empregos alinhados ao desenvolvimento sustentável.
- **Reforçar a sinergia entre as fases iniciais de novas tecnologias e a cadeia produtiva de bens e equipamentos**, fomentando que as inovações tecnológicas alcancem maturidade e possibilitem ao país se inserir em países em elos da cadeia de valor mundial relacionada ao setor energético;
- **A existência de uma indústria de O&G relevante no país, a importante base de recursos a serem explorados e a constituição de uma cadeia industrial para-petrolífera relevante, gera oportunidades para direcionar parcelas da renda petrolífera em prol da transição energética**, através de investimentos em inovações tecnológicas de baixa emissão e requalificação de competências e de ativos nessa indústria, que podem se constituir em importante ponte para o objetivo da neutralidade líquida em emissões, compromisso assumido pelo país.

A construção de um ambiente propício ao aproveitamento destas oportunidades, por sua vez, traz igualmente **desafios** que se alinham com a necessidade de buscar o equilíbrio dos vértices do trilema energético, gerando transição energética justa e inclusiva, e que incluem, por exemplo:

- **Promover avanços no arcabouço legal-regulatório referente aos setores de produção de energia fóssil (O&G e carvão mineral) em alinhamento às diretrizes de política de transição energética brasileira**, incentivando sua descarbonização e a requalificação de seus ativos para o processo de transição energética brasileira;
- Desenvolver e aprimorar políticas, ações e normas que **incentivem a adoção de procedimentos de medição, verificação e transparência na comunicação de dados de emissão de GEE**, alinhados a aderentes aos acordos climáticos globais e compromissos nacionais.
- **Reforçar os instrumentos atuais que apoiam a penetração de combustíveis renováveis e promover a produção e o uso de combustíveis avançados e de baixa intensidade de carbono**, o que engloba o ciclo de aperfeiçoamento contínuo das políticas existentes, como também aquelas destinadas a promover a penetração de combustíveis sustentáveis de aviação, hidrogênio e combustíveis sintéticos. Com base relevante em biomassa e oportunidades de integração com a indústria de O&G, avançar em biorrefinarias também se constitui uma oportunidade para o setor energético a ser avaliada no âmbito dessas políticas públicas.

- Desenvolver políticas que se articulem nas diversas esferas de governo e que **estimulem soluções de baixo carbono para a mobilidade urbana.**
- **Refletir no arcabouço legal-regulatório, a alocação eficiente de custos e riscos do sistema elétrico**, bem como a alocação adequada do pagamento pela segurança do sistema elétrico. A modernização deve garantir requisitos necessários de confiabilidade e segurança por meio da contratação da expansão do sistema e adequar o arcabouço regulatório para a neutralidade na inserção de novas tecnologias;
- **Fomentar a digitalização no setor energético**, buscando promover a integração de fontes renováveis de energia, redução de custos operacionais, otimização da eficiência energética e maior confiabilidade no fornecimento de energia;
- Promover políticas e programas que incentivem o investimento na **expansão da transmissão e geração de eletricidade, rede de carregamento elétrico, e na melhoria da manufatura de baterias**, tendo a neutralidade tecnológica como diretriz.
- **Descarbonizar Sistemas Isolados**, aproveitando a oportunidade de aliar a garantia de qualidade e segurança do suprimento de energia elétrica, através da promoção do uso de energias renováveis e soluções locais, reduzindo a dependência do diesel.
- **Fomentar a oferta do volume e de mecanismos de financiamento** necessários para atender às necessidades de investimento em tecnologias de baixa emissão para o processo de transição energética brasileiro.
- **Ampliar o destaque do Brasil em mineração sustentável para os minerais estratégicos** para a transição energética por meio de políticas públicas que aprimorem o arcabouço legal-regulatório no setor, além de atrair investimentos em adensamento de cadeia industrial.
- **Desenvolver arcabouço regulatório para o mercado regulado de carbono**, o que fornecerá sinalização de preço e incentivos para empresas e consumidores realizarem mudanças em investimentos e práticas operacionais pela **precificação do carbono.**
- **Estabelecer governança para implantação da estratégia de transição energética brasileira**, que propicie a sinergia e alinhamento com as demais políticas públicas setoriais (C&T&I, educação, infraestrutura etc.);
- **Atualizar e aprimorar o conjunto de ações e instrumentos relacionados ao combate à pobreza energética e promoção da justiça energética**, garantindo o acesso a uma energia confiável, de qualidade, sustentável e com tarifas acessíveis, de modo que o impacto das contas de energia no orçamento doméstico seja reduzido, especialmente para as famílias de baixa renda.
- **Construir marco regulatório e aprimoramentos na legislação relacionada ao licenciamento ambiental** que sejam aderentes às novas tecnologias (por exemplo, para eólicas “offshore”, hidrogênio, usinas híbridas etc.).
- **Promover capacitação profissional e ampliação da inclusão de gênero, raça, idade, classe social** no mercado de trabalho do setor de energia.

- Alinhar as ações e estratégias da Transição Energética com o **reconhecimento da importância dos territórios e dos saberes das populações tradicionais**.
- **Estimular o diálogo com a sociedade** acerca dos impactos sociais, culturais, ambientais e econômicos dos temas demandados **e aprimorar mecanismos participativos na construção de políticas públicas**, programas e iniciativas governamentais para transição energética em todos os níveis de governo.

Pontos Principais do Capítulo

- Estudos de cenarização de longo prazo elaborados com lógicas distintas no que tange à sua estruturação ou, ainda, com objetivos distintos, podem apresentar diversas nuances dentro de tópicos específicos. E essa importante compreensão é fundamental para se utilizar da melhor forma resultados de distintos estudos de longo prazo.
- Nesse contexto, com base na análise de quatro estudos de cenarização de longo prazo, três com abordagem mundial e um com foco na realidade brasileira, algumas pontuações podem ser destacadas:
 - Nos estudos analisados, as emissões aparecem como tema comum no que se refere aos desafios socioambientais. Em seguida aparecem o acesso à energia e os empregos, que estão presentes em três dos quatro estudos analisados.
 - Todos os estudos avaliados indicam protagonismo nas energias solar e eólica na matriz elétrica, mas com velocidade e intensidade variadas. E, de uma forma geral, há que se pontuar que cada instituição apresenta diferentes estratégias para o processo de transição energética e descarbonização, reforçando o fato de que não há um único caminho a ser seguido e que eventuais apostas em novas tecnologias devem ser debatidas com a sociedade a partir das particularidades da realidade brasileira e da análise crítica das vantagens e impactos de cada uma.
 - A transição energética exigirá um aumento significativo na demanda por minerais, com a expansão da geração de energia a partir de fontes de baixa emissão, aumento das estruturas de transmissão e distribuição e o crescimento da eletrificação do transporte. Um destaque é feito para a intensidade de minerais utilizada em um carro elétrico, que pode ser até seis vezes maior do que no transporte tradicional, principalmente devido às baterias.
 - Uma vasta gama de temas foi apontada como com necessidade de avanço no que se refere a políticas públicas, refletindo como a busca por uma transição energética justa e inclusiva é uma tarefa complexa e com a interdependência de diversos fatores.

Pontos Principais do Capítulo

- Com ênfase na dimensão social da transição energética no Brasil, observa-se que, para se alcançar uma transição justa e inclusiva, será necessário implementar estratégias e políticas públicas que considerem tanto os aspectos regionais quanto os contextos locais, incluindo a escala residencial. Também será necessária atenção às diversas vulnerabilidades sociais e ao fomento da participação ativa da sociedade, assegurando que os benefícios da transição energética sejam distribuídos de forma equitativa. Assim, a transição energética poderá ser uma ferramenta para a redução das desigualdades socioeconômicas, ao mesmo tempo que promove o desenvolvimento sustentável.
- Em relação às perspectivas de entrada de novas tecnologias na matriz energética brasileira, a clara identificação das barreiras de entrada para viabilização dessas tecnologias, sejam elas técnicas, políticas, regulatórias ou de desenho de mercado, é estratégica para se avançar em bases sólidas na criação de um ambiente favorável para o desenvolvimento de uma economia de baixo carbono e capaz de alavancar as vantagens competitivas nacionais.
- Foi feita uma análise prospectiva quanto à capacidade do sistema elétrico brasileiro, existente e já contratado, para atendimento a cargas de hidrogênio por eletrólise na região Nordeste. Nos estudos de intercâmbio, a chamada margem de conexão de carga pode ser interpretada como o limite para acréscimo de carga, sem que seja identificada a necessidade de expansão para atendê-la. E esta margem de conexão foi um balizador para a demanda adicional, utilizada nas simulações, que seria proveniente de projetos de H2 no subsistema Nordeste. Considerando esse aumento de carga nos modelos de expansão da oferta, foi possível verificar, através dos resultados de geração adicional ao cenário de Referência, se o sistema existente e o já contratado seriam suficientes para atendimento desta carga. Um ponto que merece atenção, em especial para os estudos de intercâmbio, é uma mudança da dinâmica de importação e exportação do subsistema Nordeste. A região Nordeste já se caracteriza como um sistema com expressiva concentração de fontes renováveis não controláveis, o que tende a se acentuar com os novos projetos de geração para atender à demanda de H2. Isto caracteriza o Nordeste como uma região importadora de potência, ou seja, nos momentos de elevada demanda, aumentaria a probabilidade de o Nordeste necessitar importar potência de outras regiões do sistema, mesmo que este seja uma região marcadamente exportadora de energia.

Pontos Principais do Capítulo

- Um aumento de 40% na capacidade instalada total do país no horizonte 2034 amplia o uso de minerais em 58%, reforçando que a transição energética, inclusive no setor elétrico brasileiro, é mais intensiva em minerais. Entretanto, é necessário se reconhecer que a estimativa do potencial de demanda de minerais estratégicos para transição energética no horizonte decenal ilustra a magnitude também de oportunidades existentes, com destaque para a expectativa de aumento de uso dos minerais estratégicos fortemente ligado à expansão das fontes de energia renováveis eólica e a solar, por exemplo, tais como silício, cobre, zinco e terras raras.
- Ao longo de décadas, um conjunto de políticas públicas permitiu ao Brasil construir uma matriz energética com elevado grau de renovabilidade, facilitando ao país se posicionar de forma relevante no atual contexto de transição energética mundial. Entretanto, o caminho para a neutralidade líquida em emissões de GEE passa pelo desfaio da canalização de esforços de um conjunto de políticas públicas alinhadas para dar suporte a esse processo, de forma conjunta e aderente aos princípios inerentes ao processo de transição energética brasileira que incluem: (i) contemplar o trilema energético (segurança energética, equidade energética e sustentabilidade), com o objetivo de garantir a segurança de suprimento considerando o combate às mudanças climáticas e a preservação da biodiversidade; combater a pobreza energética e reduzir as desigualdades socioeconômicas e regionais; (ii) criar oportunidades de emprego e renda de forma equitativa e justa; (iii) enfatizar uma indústria competitiva; (iv) criar condições favoráveis para a exploração de novas oportunidades, por meio do incentivo às novas tecnologias; (v) fomento à inovação e meios de financiamento para a transição energética.

12 Consolidação dos Resultados

Este capítulo trata da consolidação das informações apresentadas ao longo do relatório, seguindo a metodologia do Balanço Energético Nacional. Ao fim do período decenal, estima-se que a Oferta Interna de Energia (OIE) atinja, aproximadamente 400,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 2,3%. A Geração de Energia Elétrica evolui a uma taxa média de 3,3% a.a., chegando a 1.045,3 TWh em 2034.

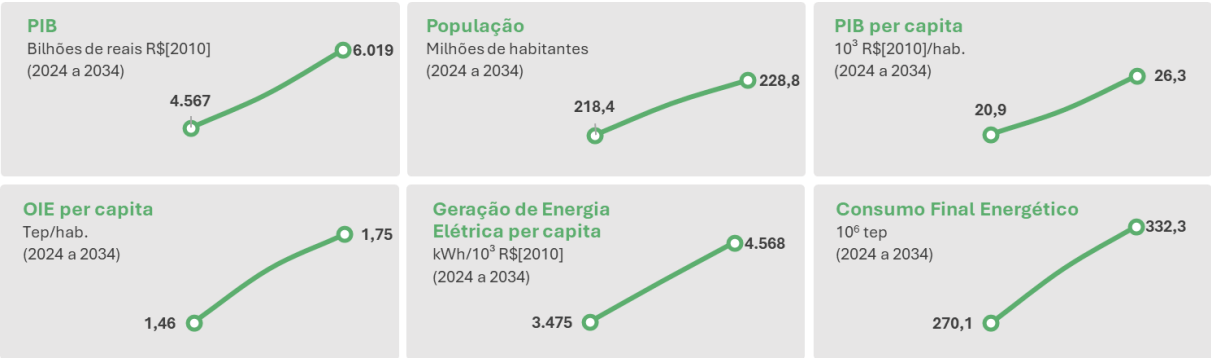
O Consumo Final Energético é determinante para a evolução da Oferta Interna e se apresenta, ao final de 2034, em cerca de 332,3 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,0% a.a. (Tabela 12-1).

Tabela 12-1 – Indicadores: economia e energia

Discriminação		2024	2029	2034	Variação média anual		
					2024 a 2029	2029 a 2034	2024 a 2034
População Residente	(10 ⁶ hab.)	218,4	224,3	228,8	0,5%	0,4%	0,5%
PIB	(10 ⁹ R\$)	4.571	5.197	6.025	2,6%	3,0%	2,8%
	per capita (10 ³ R\$/hab.)	20,9	23,2	26,3	2,0%	2,6%	2,3%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	318,2	366,9	400,6	2,9%	1,8%	2,3%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,070	0,071	0,067	0,3%	-1,2%	-0,5%
	per capita (tep/hab.)	1,46	1,64	1,75	2,3%	1,4%	1,9%
Geração de Energia Elétrica	(TWh)	758,9	904,7	1.045,3	3,6%	2,9%	3,3%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	166,0	174,1	173,5	1,0%	-0,1%	0,4%
	per capita (kWh/hab.)	3.475	4.033	4.568	3,0%	2,5%	2,8%
Consumo final de energia	(10 ⁶ tep)	270,1	305,1	332,3	2,5%	1,7%	2,1%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,059	0,059	0,055	-0,1%	-1,2%	-0,7%
	per capita (tep/hab.)	1,24	1,36	1,45	1,9%	1,3%	1,6%

Fonte: Elaboração EPE.

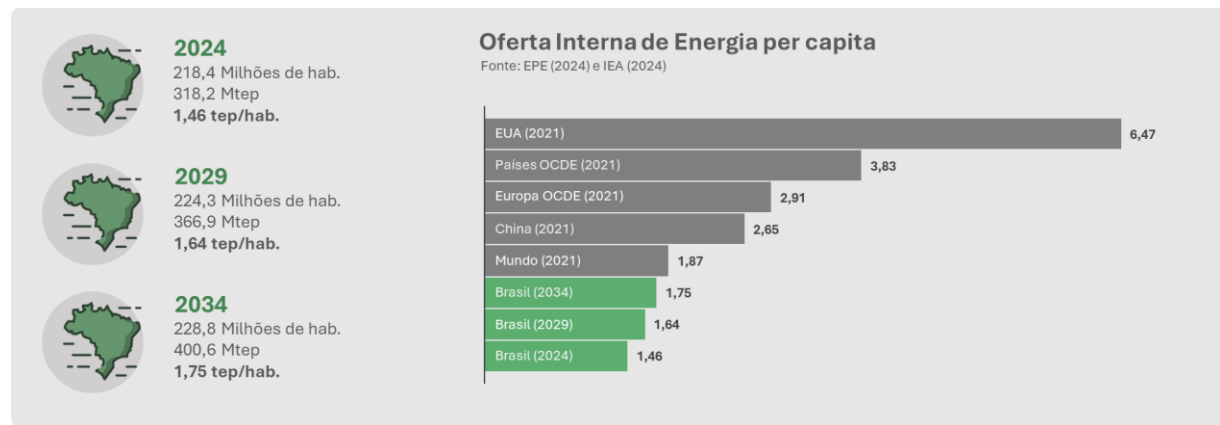
Figura 12-1 – Trajetórias dos indicadores de economia da energia no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

Na comparação da Oferta Interna de Energia per capita no Brasil com a média mundial e seus principais países, demonstra-se um grande desafio de elevar a disponibilidade de energia por habitante no País. Estima-se um aumento de 1,46 tep/hab. (2024) para 1,75 tep/hab. (2034), ainda inferior à média mundial em 2021 de 1,87 tep/hab. (Figura 12-2).

Figura 12-2 – Oferta Interna de Energia per capita



Fonte: Elaboração EPE, com base em IEA (2024).

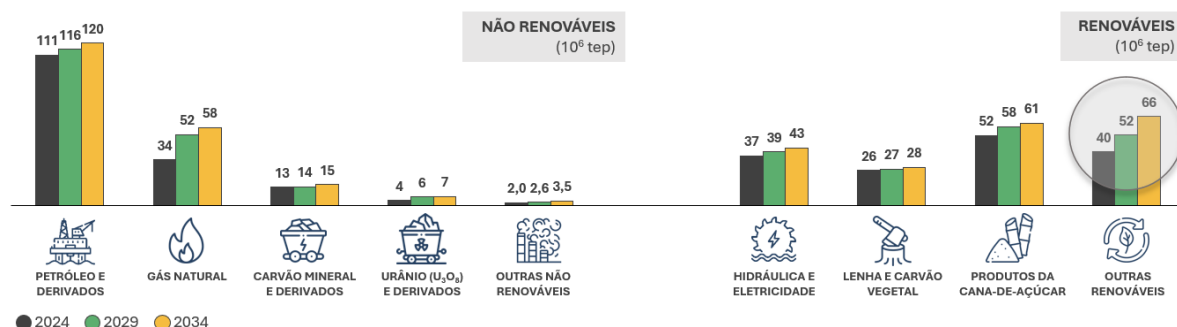
Em relação à Oferta Interna de Energia (Tabela 12-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,5%, destacando-se o crescimento médio de 5,2% a.a. na oferta de “Outras renováveis” (energia eólica, solar, biodiesel e lixo). Dessa forma, estima-se o aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, atingindo o patamar de 49% em 2034. Também se destaca o crescimento na oferta de gás natural, com 14% de participação em 2034, e a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 35% em 2024 para 30% em 2034 (Figura 12-4).

Tabela 12-2 – Evolução da Oferta Interna de Energia no horizonte decenal

	2024		2029		2034		2024-2034
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% a.a.)
Energia Não Renovável	163.982	52	190.266	52	203.295	51	2,2
Petróleo e Derivados	111.190	35	115.573	32	119.917	30	0,8
Gás Natural	33.683	11	52.273	14	57.744	14	5,5
Carvão Mineral e Derivados	13.411	4	13.682	4	15.401	4	1,4
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	3.694	1	6.173	2	6.750	2	6,2
Outras Não renováveis	2.004	1	2.565	1	3.482	1	5,7
Energia Renovável	154.228	48	176.664	48	197.354	49	2,4
Hidráulica e Eletricidade	36.804	12	39.498	11	42.515	11	1,5
Lenha e Carvão Vegetal	26.064	8	26.757	7	28.243	7	0,8
Derivados da Cana-de-Açúcar	51.791	16	58.297	16	60.802	15	1,6
Outras Renováveis	39.569	12	52.112	14	65.794	16	5,2
Total	318.210	100	366.930	100	400.648	100	2,3

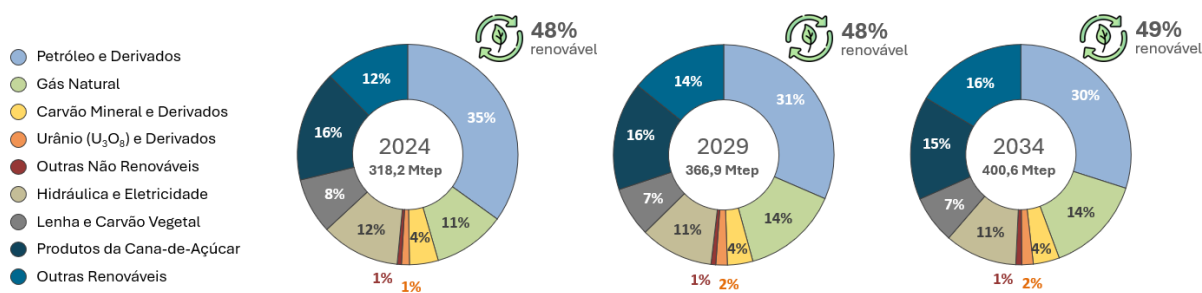
Fonte: Elaboração EPE

Figura 12-3 – Oferta interna de energia por fonte no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

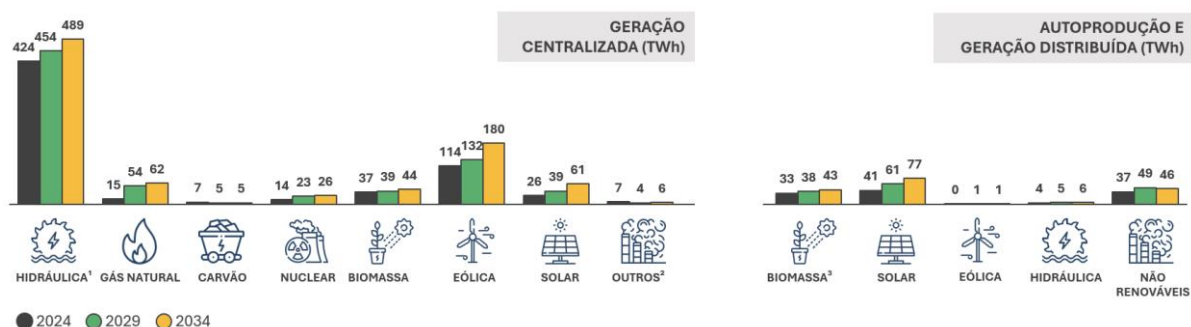
Figura 12-4 – Matriz energética brasileira



Fonte: Elaboração EPE

O Brasil mantém a predominância da geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) e apresenta nível de renovabilidade de 86,1% no final do horizonte decenal. As projeções ao longo do horizonte, incluindo autoprodução e geração distribuída, são apresentadas na Tabela 12-3 e na Figura 12-5.

Figura 12-5 – Geração total de eletricidade por fonte no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

Tabela 12-3 – Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2024		2029		2034	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica ⁽¹⁾	423,8	55,8	454,1	50,2	488,5	46,7
Gás Natural	15,4	2,0	53,9	6,0	62,4	6,0
Carvão	6,5	0,9	4,6	0,5	4,7	0,5
Nuclear	14,0	1,8	23,3	2,6	25,5	2,4
Biomassa	36,5	4,8	39,4	4,4	44,1	4,2
Eólica	114,1	15,0	132,1	14,6	180,3	17,2
Solar (centralizada)	26,1	3,4	39,0	4,3	60,5	5,8
Outros ⁽²⁾	7,3	1,0	4,3	0,5	6,0	0,6
Subtotal (atendimento à Carga)	643,7	84,8	750,7	83,0	872,1	83,4
Autoprodução & Geração Distribuída	2024		2029		2034	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	32,6	4,3	38,2	4,2	43,1	4,1
Solar	40,9	5,4	60,8	6,7	76,5	7,3
Eólica	0,1	0,0	0,6	0,1	1,3	0,1
Hidráulica	4,2	0,6	5,1	0,6	5,8	0,6
Não renováveis	37,4	4,9	49,3	5,4	46,4	4,4
Subtotal (autoprodução. & GD)	115,2	15,2	154,0	17,0	173,2	16,6
Total	758,9	100	904,7	100	1.045,3	100

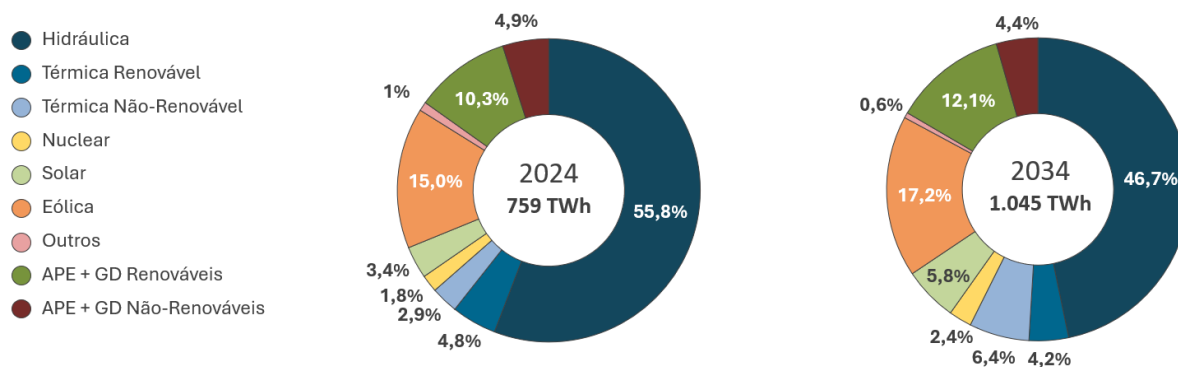
Fonte: Elaboração EPE

Nota:

(1) Inclui parcela importada de Itaipu.

(2) Inclui Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gás de Processo, Sistemas Isolados, RSU.

Figura 12-6 – Evolução da geração de energia elétrica



Fonte: Elaboração EPE

Nota:

(1) Hidráulica Inclui parcela importada de Itaipu.

(2) Outros inclui Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gás de Processo, Sistemas Isolados, RSU.

Em termos de capacidade instalada, observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar. Também merece destaque

o crescimento da participação das fontes renováveis em autoprodução e geração distribuída, de 16% para 21%, fazendo com que a capacidade instalada de geração elétrica brasileira apresente nível de renovabilidade de 85% em 2034 (Tabela 12-4).

Tabela 12-4 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2024	2029	2034	2024	2029	2034
	GW			%		
CENTRALIZADA	199	218	254	81%	77%	77%
RENOVÁVEIS	175	189	215	71%	67%	65%
NÃO RENOVÁVEIS	24	30	39	10%	10%	12%
ARMAZENAMENTO	0,0	0,0	0,8	0%	0%	0%
AUTOPRODUÇÃO	15	18	19	6%	6%	6%
RENOVÁVEIS	7	8	9	3%	3%	3%
NÃO RENOVÁVEIS	8	10	10	3%	4%	3%
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	32	46	59	13%	16%	18%
RENOVÁVEIS	31	46	58	13%	16%	18%
NÃO RENOVÁVEIS	0,2	0,3	0,5	0%	0%	0%
TOTAL DISPONÍVEL	245	283	332	100%	100%	100%
RENOVÁVEIS	213	243	282	87%	86%	85%
NÃO RENOVÁVEIS	32,2	40,2	49,4	13%	14%	15%
ARMAZENAMENTO	0,0	0,0	0,8	0,0%	0,0%	0,2%

Fonte: Elaboração EPE

Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Os indicadores de renovabilidade (Tabela 12-5) apontam para o aumento da participação de fontes de geração como eólica, solar e biomassa, e consequente redução da participação da hidroeletricidade, sobretudo com o crescimento da geração distribuída no horizonte decenal.

No entanto, observando-se a matriz energética nacional como um todo, os indicadores apontam para a manutenção do índice de renovabilidade ao longo dos anos, alcançando 49% em 2034. As fontes renováveis não hídricas ampliam a sua contribuição nesse processo e passam a responder por 39% da matriz energética, onde parte significativa se deve à bioenergia oriunda da cana-de-açúcar e do biodiesel, cuja participação se mantém em 19% do longo do horizonte decenal.

Tabela 12-5 – Monitoramento de indicadores de renovabilidade

INDICADORES		2024	2029	2034
Energia elétrica ¹	Participação de eólica, solar e biomassa	33%	34%	39%
	Participação da hidroeletricidade	54%	49%	46%
Matriz energética	Participação total de fontes renováveis	48%	48%	49%
	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	37%	37%	39%
	Participação de bioenergia da cana-de-açúcar e do biodiesel	19%	19%	19%

Fonte: Elaboração EPE

Nota: Inclui Geração Distribuída (GD) e Autoprodução.

A Tabela 12-6 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com crescimento médio anual de 3,0%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,1% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se uma energia excedente de 123 milhões de tep na cadeia de petróleo nacional, sendo essa a principal responsável pelo significativo *superávit* de energia da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

Tabela 12-6 – Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2024	2029	2034	2024-2029	2029-2034	2024-2034
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	127.211	134.685	141.236	1,1	0,9	1,1
Consumo Final	120.928	128.036	134.422	1,1	0,9	1,1
Transformação ⁽¹⁾	6.283	6.649	6.814	1,1	1,0	0,8
Produção de Petróleo (B)	195.818	279.230	243.324	7,4	4,5	2,2
Petróleo Bruto	186.272	266.937	229.056	7,5	4,5	2,1
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	509	818	937	9,9	10,2	6,3
Biodiesel ⁽³⁾	9.036	11.475	13.330	4,9	3,3	4,0
Energia Excedente (B)-(A)	68.607	144.546	102.087	16,1	8,6	4,1

Fonte: Elaboração EPE

Notas:

(1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquearias

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel

A Tabela 12-7 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento, nos últimos cinco anos, no processamento em UPGN. Em contrapartida, no mesmo quinquênio observa-se a redução das importações. Assim, a expansão da oferta oriunda de UPGN atinge 105 milhões m³/dia e mostra ser uma alternativa à dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural no setor residencial e como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo, com taxas médias anuais de 4,4% e 5,8%, respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 2,8% a.a. nos próximos dez anos, chegando a cerca de 78 milhões de m³/dia em 2034.

Tabela 12-7 – Balanço de Gás Natural Seco

Discriminação	2024	2029	2034	2024-2029	2029-2034	2024-2034
	mil m ³ /dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	70.341	101.615	108.516	7,6	1,3	4,4
UPGN	48.806	77.314	104.683	9,6	6,2	7,9
Importação	21.535	24.302	3.833	2,4	-30,9	-15,9
Consumo Total Esperado	70.341	101.615	108.516	7,6	1,3	4,4
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	11.025	27.957	30.574	20,5	1,8	10,7
Consumo final	59.316	73.658	77.943	4,4	1,1	2,8
Consumo não energético	6.527	11.083	11.463	11,2	0,7	5,8
Consumo energético	52.789	62.576	66.480	3,5	1,2	2,3
Setor energético ⁽²⁾	13.911	15.177	13.534	1,8	-2,3	-0,3
Residencial	1.474	1.849	2.277	4,6	4,3	4,4
Transportes	5.618	7.468	8.690	5,9	3,1	4,5
Industrial	31.241	37.474	41.323	3,7	2,0	2,8
Outros ⁽³⁾	546	609	656	2,2	1,5	1,8

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Inclui autoprodução.
- (2) Não inclui o consumo em E&P.
- (3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Por sua vez, a Tabela 12-8 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2034 considerada na Análise Socioambiental. A síntese dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados nas Tabela 12-9 e

Tabela 12-10. Por fim, a Tabela 12-11 consolida todos esses resultados na projeção da matriz energética nacional para 2034.

Tabela 12-8 – Síntese da Expansão prevista no PDE 2034

Fonte ou atividade		Expansão do PDE 2034
	UHEs	6.479 MW Contratado: 48 MW (1 UHE) Indicativo: 6.431 MW, sendo 1 UHE (118 MW) e modernização de UHEs existentes (6.313 MW)
	PCHs e CGHs	3.287 MW Contratado: 487 MW (38 PCHs e CGHs) Indicativo: 2.800 MW
	UTES não renováveis (gás natural, diesel e nuclear)	28.136 MW Contratado: 8.796 MW, sendo 9 UTES GN novas (4.932 MW) e 10 UTES GN existentes com novos contratos (3.864 MW) Indicativo: 19.340 MW de UTES GN
	UTES Nucleares	1.405 MW Contratado: 1 nuclear (1.405 MW)
	UTES renováveis (bagaço de cana, licor negro, cavaco/resíduos e RSU)	2.272 MW Contratado: 534 MW (16 UTES novas e 2 ampliadas, sendo 7 UTES de bagaço de cana (247 MW), 7 UTES cavaco/resíduos (180 MW), 2 UTES a óleos vegetais (69 MW), 1 UTE a capim elefante (18 MW) e 1 UTE a RSU (20 MW)) Indicativo: 1.738 MW
	Eólicas	15.504 MW Contratado: 2.404 MW (45 parques eólicos) Indicativo: 13.100 MW
	Usinas fotovoltaicas	13.147 MW Contratado: 4.547 MW (90 empreendimentos) Indicativo: 8.600 MW
	Resposta da Demanda	2.000 MW Indicativo: 2.000 MW
	Armazenamento	800 MW Indicativo: 800 MW
	Transmissão	30.198 km 24.450 km (81%) previstos para entrar em operação até 2029
	E&P de petróleo e GN	96 UPs (Unidades Produtivas em áreas contratadas de exploração e produção) 53 blocos em oferta permanente e 4 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União)
	Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	1 refinaria prevista e 1 conjunto de ativos de refino previsto 2 UPGNs previstas e 1 UPGN indicativa 1 terminal de regaseificação de GNL previsto
	Gasodutos	2 gasodutos de transporte previstos 3 gasodutos de escoamento previstos 4 estações de compressão: 2 prevista e 2 indicativas
	Etanol	13,1 bilhões de litros 22 usinas planejadas (15 de milho full, 1 de milho flex, 3 de cereais e/ou outros grãos e 3 de cana-de-açúcar), 43 usinas ampliadas e indicativo de 3,0 bilhões de litros de etanol de milho
	Biodiesel	4,4 bilhões de litros 8 usinas planejadas e 9 usinas ampliadas
	Autoprodução e geração distribuída	Autoprodução: 3.905 MW (Termelétrica: 3.559 MW; Hidrelétrica: 297 MW; Solar 48 MW; Eólica: 1 MW) Geração Distribuída: 27.328 MW (Fotovoltaica: 26.642 MW; Termelétrica: 263 MW; Eólica: 308 MW; CGH: 114 MW)

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 12-9 – Síntese dos Resultados

	2024	2029	2034	2024 - 2029		2029 - 2034		2024 - 2034	
				Δ	Δ%	Δ	Δ%	Δ	Δ%
Consumo Final (10⁶ tep)	288	325	353	37,1	13	28,4	9	65,5	23
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	65,7	88,3	96,9	22,5	34	8,6	10	31,1	47
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	16,0	17,2	19,5	1,2	8	2,3	14	3,6	22
Lenha e Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	63,5	62,7	64,2	-0,8	-1	1,5	2	0,7	1
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	139,2	158,3	164,8	19,1	14	6,5	4	25,5	18
Eleticidade (TWh)	626,0	746,2	870,5	120,2	19	124,3	17	244,4	39
Etanol (10 ⁶ m ³)	32,7	42,1	45,7	9,4	29	3,6	9	13,0	40
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	9,1	11,3	12,5	2,2	24	1,1	10	3,3	36
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	113,5	118,3	123,2	4,8	4	4,9	4	9,7	9
Óleo Diesel	59,2	65,4	69,9	6,2	10	4,5	7	10,6	18
Óleo Combustível	2,5	2,5	2,5	0,1	3	0,0	-1	0,0	2
Gasolina	34,1	31,5	31,0	-2,6	-8	-0,5	-2	-3,1	-9
GLP	13,7	14,2	14,8	0,5	4	0,6	4	1,1	8
Querosene	4,0	4,7	5,0	0,7	17	0,3	6	1,0	24
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	318	367	401	48,7	15	33,7	9	82,4	26
Petróleo (10 ⁶ m ³)	116,8	123,6	126,4	6,9	6	2,7	2	9,6	8
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	95,4	147,0	159,8	51,6	54	12,8	9	64,4	67
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	60,5	66,6	71,3	6,1	10	4,7	7	10,8	18
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	2,7	2,5	2,8	-0,1	-5	0,3	11	0,1	5
Gasolina (10 ⁶ m ³)	34,3	31,5	31,0	-2,8	-8	-0,5	-2	-3,3	-10
GLP (10 ⁶ m ³)	13,7	14,2	14,8	0,5	4	0,6	4	1,1	8
Querosene (10 ⁶ m ³)	4,0	4,7	5,0	0,7	17	0,3	6	1,0	24
Etanol (10 ⁶ m ³)	32,4	42,1	45,7	9,7	30	3,6	9	13,3	41
Eleticidade (TWh)	759	905	1.045	146	19	140,6	16	286,4	38
Cap. Instalada de Geração Elétrica (GW)	245	283	332	38,0	16	49,1	19	87,1	30
Centralizada	199	218	255	19,6	10	36,3	17	55,9	28
Hidráulica	110	115	120	5,4	5	4,4	4	9,8	9
Térmica	39	44	54	4,8	12	10,4	24	15,2	39
Renovável	17	17	18	0,8	5	0,8	5	1,6	10
Não-Renovável	22	26	36	4,1	18	9,6	36	13,6	61
Eólica	32	36	48	3,4	11	12,1	34	15,5	48
Solar	16	20	29	4,5	29	8,6	42	13,1	83
Nuclear	2	3	3	1,4	71	0,0	0	1,4	71
Autoprodução e GD	46	65	78	18,5	40	12,8	20	31,2	67
Renováveis	38	54	67	15,9	41	13,1	24	29,1	76
Não-Renováveis	8	11	10	2,6	32	-0,4	-4	2,2	27
Linhas de Transmissão (mil km)	187,4	211,8	217,6	24,5	13	5,7	3	30,2	16
Subestações (MVA)¹	481,7	539,2	563,9	57,5	12	24,7	5	82,2	17
Gasodutos de Transporte (km)²	9.420	9.503	9.503	83	1	-	0	83	1

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.
 (2) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 12-10 – Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2024-2034	%
Oferta de Energia Elétrica	597	18,7%
Geração Centralizada ⁽¹⁾	352	11,0%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	117	3,7%
Transmissão ⁽²⁾	129	4,0%
Petróleo e Gás Natural	2.489	78,1%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ⁽¹⁾	2.349	73,7%
Oferta de Derivados de Petróleo ⁽³⁾	124	3,9%
Oferta de Gás Natural	16	0,5%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	102	3,2%
Etanol ⁽⁴⁾ – Unidades de produção e Infraestrutura dutoviária	67	2,1%
Biodiesel/BioQAV – Usinas de produção	35	1,1%
TOTAL	3.189	100,0%

Fonte: Elaboração EPE.

Notas:

- (1) Inclui estimativas de investimentos em usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia.
- (2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.
- (3) Investimentos em logística ferroviária passaram a ser considerados a partir do PDE 2034 podendo, entretanto, estar superestimados, pois as cifras de investimentos selecionados podem servir a outras funções além da movimentação de derivados de petróleo. Por outro lado, outros ativos ferroviários não selecionados podem eventualmente movimentar combustíveis, representando potencial subestimativa do montante total.
- (4) Inclui investimentos para formação de canaviais e unidades de etanol 1G, 2G e de milho. Não inclui açúcar.
- Observação: Taxa de câmbio referencial: R\$ 5,22 / US\$ (dez/2022).

Tabela 12-11 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2034

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																	
CONSOLIDADO - 2034 (10³tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U-235	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEIRIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO₂	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRÓ E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	TOTAL	
PRODUÇÃO	229.056	109.703	1.210	0	6.750	41.788	28.243	61.978	68.703	547.431	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	547.431	
IMPORTAÇÃO	5.695	1.231	4.622	8.650	0	0	0	2	573	20.774	15.008	0	718	0	3.939	1.370	0	919	0	727	0	267	1.561	1.768	0	26.276	47.049	
VARIACÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OFERTA TOTAL	234.751	110.934	5.832	8.650	6.750	41.788	28.243	61.980	69.276	568.204	15.008	0	718	0	3.939	1.370	0	919	0	727	0	267	1.561	1.768	0	26.276	594.480	
EXPORTAÇÃO	-122.143	0	0	0	0	0	0	4	0	-122.139	-875	-11.963	0	-845	0	-2.943	0	0	0	0	0	-1.449	-422	-6	0	-18.502	-140.642	
NÃO-APROVEITADA	0	-3.480	0	0	0	0	0	0	0	-3.480	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.480	
REINJEÇÃO	0	-49.710	0	0	0	0	0	0	0	-49.710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-49.710	
OFERTA INTERNA BRUTA	112.608	57.744	5.832	8.650	6.750	41.788	28.243	61.984	69.276	392.875	14.131	-11.963	718	-845	3.939	-1.573	0	919	0	727	0	-1.182	1.140	1.762	0	7.773	400.648	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-112.608	-25.851	-1.587	-8.650	-6.750	-41.788	-10.986	-26.885	-53.160	-288.265	54.967	14.363	23.156	9.918	3.796	5.680	1.489	7.403	0	89.168	5.524	24.779	8.375	6.855	269	255.742	-32.523	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-112.608	0	0	0	0	0	0	0	-937	-113.546	45.483	14.649	22.152	4.644	6.804	5.680	0	0	0	0	0	0	8.490	5.683	0	113.567	21	
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-10.778	0	0	0	0	0	0	937	-9.841	0	0	0	5.159	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.192	0	6.351	-3.490	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUEIRIAS	0	0	0	-8.650	0	0	0	0	0	-8.650	0	0	0	0	0	0	1.988	7.403	422	0	0	0	-1.446	0	283	8.228	-422	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.750	0	0	0	0	-6.750	0	0	0	0	0	0	0	6.649	0	6.649	0	0	0	0	0	6.649	-101	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-9.020	-1.210	0	0	-41.287	-146	-7.037	-21.833	-80.533	-442	0	0	0	0	0	0	0	-6.649	74.271	0	0	0	0	0	67.180	-13.353	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-6.053	-377	0	0	-501	-475	-2.983	-12.122	-22.510	-874	-287	0	0	0	0	-499	0	0	14.897	0	0	-1.042	0	-14	12.181	-10.329	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-10.365	0	0	-10.365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.524	0	0	0	0	5.524	-8.840	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-16.866	0	-16.866	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.758	0	0	0	16.758	-108	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	0	0	0	0	0	0	0	-19.205	-19.205	10.800	0	1.004	114	-3.008	0	0	0	0	0	0	8.022	2.373	0	0	19.305	100	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15.032	0	0	0	0	0	-15.032	-15.038	
CONSUMO FINAL	0	31.895	4.244	0	0	0	17.257	35.092	16.117	104.605	69.097	2.399	23.874	9.073	7.736	4.110	1.489	8.323	0	74.862	5.524	23.598	9.516	8.617	269	248.489	353.094	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	3.682	0	0	0	0	0	0	0	3.682	0	0	0	0	7.736	2	0	0	0	0	0	618	0	8.617	169	17.142	20.824	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	28.213	4.244	0	0	0	17.257	35.092	16.117	100.923	69.097	2.399	23.874	9.073	0	4.108	1.489	8.323	0	74.862	5.524	22.980	9.516	0	100	231.347	332.270	
SETOR ENERGÉTICO	0	11.206	0	0	0	0	0	15.940	0	27.147	701	112	0	0	0	0	177	0	0	4.075	0	0	2.934	0	0	7.999	35.146	
RESIDENCIAL	0	731	0	0	0	0	5.688	0	1.536	7.958	0	0	0	6.880	0	0	0	0	0	19.402	275	0	0	0	0	26.557	34.512	
COMERCIAL	0	184	0	0	0	0	97	0	206	487	58	15	0	530	0	0	0	0	0	14.527	91	0	0	0	0	15.221	15.709	
PÚBLICO	0	27	0	0	0	0	0	0	0	27	5	8	0	308	0	0	0	0	0	5.568	0	0	0	0	0	5.889	5.916	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.473	0	0	3.473	9.519	10	0	33	0	0	0	0	0	3.420	11	12	0	0	0	13.005	16.478	
TRANSPORTES	0	2.791	0	0	0	0	0	0	963	3.754	57.240	888	23.874	0	0	4.107	0	0	0	952	0	22.968	0	0	0	110.030	113.784	
INDUSTRIAL	0	13.273	4.244	0	0	0	7.999	19.152	13.411	58.080	1.574	1.366	0	1.322	0	1	1.312	8.323	0	26.918	5.147	0	6.582	0	100	52.646	110.726	

Fonte: Elaboração EPE

Pontos Principais do Capítulo

- O **consumo final energético** é determinante para a evolução da Oferta Interna de Energia e, ao final de 2034, atinge 332,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), uma **taxa média de crescimento de 210%a.a.**
- As **energias renováveis têm crescimento médio de 2,5% a.a.** na Oferta Interna de Energia, com destaque para as “Outras Renováveis” (eólica, solar, biodiesel e lixo). Também se destaca o crescimento da participação do gás natural e a redução da participação de petróleo e derivados.
- O **percentual estimado de energias renováveis na matriz energética** se mantém elevado ao longo do horizonte, **próximo de 50%**, com destaques sobretudo da participação de “Outras Renováveis” (eólica, solar, biodiesel e lixo).
- O Brasil mantém a **predominância da geração elétrica baseada em fontes renováveis** como hidráulica, biomassa, eólica e solar, com o nível de **renovabilidade da Geração de Energia Elétrica acima de 80%** ao longo de todo o horizonte decenal, atingindo o patamar de 86,1% em 2024.
- O total de estimativas de investimentos previstos para o horizonte decenal prevê **cerca de R\$ 3,2 trilhões dispersos entre três categorias** principais de projetos, sendo concentrado acima de **78% na indústria de petróleo e gás natural**

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Evolução da população brasileira	26
Figura 1-2 – Evolução da população brasileira por regiões geográficas	26
Figura 1-3 – Evolução do PIB e do comércio mundial	27
Figura 1-4 – Evolução da taxa de investimento (% do PIB)	28
Figura 1-5 – Evolução da produtividade total dos fatores (PTF)	29
Figura 1-6 – Evolução da balança comercial (US\$ bilhões)	29
Figura 1-7 – Evolução dos indicadores do setor público	30
Figura 1-8 – Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)	30
Figura 1-9 – Evolução dos valores adicionados macrossetoriais	31
Figura 1-10 – Evolução dos valores adicionados industriais	32
Figura 1-11 – Taxas médias anuais entre 2024 e 2034 (%a.a.) para os distintos cenários econômicos	34
Figura 2-1 – Estrutura de consolidação da projeção do consumo final de energia	36
Figura 2-2 – Consumo final de energia por setor	38
Figura 2-3 – Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final	39
Figura 2-4 – Setor industrial: Consumo final de energia por fonte	40
Figura 2-5 – Participação dos modos na atividade e demanda energética do transporte de cargas	42
Figura 2-6 – Participação dos modos na atividade e demanda energética do transporte de passageiros	43
Figura 2-7 – Consumo do setor de transportes por fonte de energia	44
Figura 2-8 – Consumo final de energia no setor de edificações e serviços públicos	45
Figura 2-9 – Evolução da participação energética das fontes no consumo residencial de energia (%)	46
Figura 2-10 – Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh)	47
Figura 2-11 – Evolução do percentual de domicílios que possuem água aquecida por fonte (%)	48
Figura 2-12 – Evolução da participação energética dos usos finais no consumo residencial de energia (%)	49
Figura 2-13 – Consumo final de energia no setor de serviços	50
Figura 2-14 – Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2034	51
Figura 2-15 – Consumo final agropecuário pelas principais fontes	52
Figura 2-16 – Consumo final do setor agropecuário por fonte (mil tep)	53
Figura 2-17 – Consumo final de energia por fonte	54
Figura 2-18 – Consumo final de etanol por tipo	55
Figura 2-19 – Consumo final de biocombustíveis por fonte	55
Figura 2-20 – Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte	57
Figura 2-21 – Elasticidade-renda do consumo total de eletricidade: Histórico x Projeção	58
Figura 2-22 – Perspectivas para a demanda global de eletricidade relativa a data centers, IA e criptomoedas e cenários (2026)	60
Figura 2-23 – PDE 2034. Carga de Energia: Cenário de Referência x Cenários Alternativos	62

Figura 2-24 – Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe: Cenário de Referência x Cenários Alternativos (% a.a.)	62
Figura 2-25 – PDE 2034. Cenário Referência. Curvas de Carga Horária nos dias de ponta por mês em 2034 (GWh/h)	63
Figura 3-1 – Processo de planejamento decenal	68
Figura 3-2 – Fluxograma das etapas de simulação dos cenários de expansão da oferta de energia elétrica	70
Figura 3-3 - Fluxograma das etapas de construção da carga líquida	72
Figura 3-4 - Fluxograma das etapas de construção da carga líquida	73
Figura 3-5 - Oferta termelétrica retirada da configuração do Caso Base no horizonte decenal por motivação e fonte (MW)	74
Figura 3-6 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN	75
Figura 3-7 - Projeções de Demanda do Cenário de Referência	76
Figura 3-8 - Expansão em capacidade e em energia da MMD	77
Figura 3-9 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Energia - SIN: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR 1% ENS	79
Figura 3-10 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência - SIN: CVaR 5% PNS e LOLP	79
Figura 3-11 - Requisitos de energia calculados através das métricas $CVaR10\%(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$ e $CVaR1\%(ENS) \leq 5 [\% \text{ da Demanda}]$	81
Figura 3-12 - Requisitos de potência calculados através das métricas $CVaR5\%(PNS) \leq 5 [\% \text{ Dem}]$ - Base Quadrimestral e $LOLP \leq 5\% \text{ Base Anual}$	81
Figura 3-13 - Requisito de potência calculado para Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência – Cenários de Demanda	82
Figura 3-14 - Distribuição da Potência Disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em Setembro de 2034 – Cenários de Demanda de Referência, Inferior e Superior	84
Figura 3-15 - Valores de Investimento (CAPEX), em R\$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento	89
Figura 3-16 - Valores de custos fixos de operação e manutenção (O&M), em R\$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento	90
Figura 3-17 - Valores totais de taxas, encargos e impostos, em R\$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento	91
Figura 3-18 – Requisitos do sistema e fator de capacidade mensal	93
Figura 3-19 – Alternativas de composição dos recursos para o atendimento ao requisito de energia	93
Figura 3-20 - Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência	97
Figura 3-21 - Configuração do Cenário de Referência do PDE 2034 em 2024 e 2034	98
Figura 3-22 – Percentual de renovabilidade da geração de energia elétrica do SIN – Cenário de Referência	99
Figura 3-23 – Probabilidade de emissões de gases causadores de efeito estufa	100
Figura 3-24 - Contribuição de energia e potência do sistema em 2034, considerando a expansão indicativa.	100
Figura 3-25 - CMEs calculados em base anual e mensal	102
Figura 3-26 - Critério de Suprimento de Energia: CVaR 10% CMO	103

Figura 3-27 - Critério de Suprimento de Energia: CVaR 1% ENS	103
Figura 3-28 - Critério de Suprimento de Potência: CVaR 5% PNS	104
Figura 3-29 - Critério de Suprimento de Potência: LOLP	104
Figura 3-30 – Detalhamento dos cenários que compõe o risco de déficit de potência do PDE	105
Figura 3-31 – Avaliação probabilística para o uso de reserva operativa do SIN	106
Figura 3-32 - Geração Hidrelétrica total média do SIN	107
Figura 3-33 - Taxa de conversão da Energia Afluente Bruta em geração hidráulica	107
Figura 3-34 - Distribuição da Energia Armazenada no SIN para o Cenário de Referência	108
Figura 3-35 – Distribuição da energia vertida do SIN (MWmês)	109
Figura 3-36 - Geração Hidrelétrica total média do SIN e Garantia Física	110
Figura 3-37 - Comparação entre distribuição de ENA Bruta sintética, ENA de 2021 e MLT	111
Figura 3-38 – Distribuição da ENA Bruta média anual histórica (1931-2022)	112
Figura 3-39 – Cenário de Referência: CMO dos patamares Pesada, Média e Leve	112
Figura 3-40 - Profundidade do déficit de potência do Cenário de Referência	113
Figura 3-41 – Despacho Termelétrico em 2030: Cenário de Referência x Cenário de Referência A. O.	114
Figura 3-42 - Armazenamento dos REEs Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.	115
Figura 3-43 – Diferença das Contribuições Térmica e Hidráulica no Balanço de Potência (Caso Referência Ajuste Operativo – Caso de Referência)	116
Figura 3-44 - Custo de Despacho Térmico	116
Figura 3-45 – Comparação das rampas líquidas acumuladas durante 4 horas nos diferentes horizontes de planejamento	118
Figura 3-46 - Evolução dos potenciais de rampas de geração hidrelétrica considerando a expansão indicativa	119
Figura 3-47 - Evolução dos potenciais de rampas de geração termelétrica considerando a expansão indicativa	120
Figura 3-48 – Métricas de avaliação de flexibilidade	121
Figura 3-49 – Detalhamento mensal das métricas de avaliação de flexibilidade para o ano de 2034	122
Figura 3-50 - Distribuição do Intercâmbio, Geração e Déficits no AC/RO em setembro de 2024	123
Figura 3-51 - Comparação entre CVaR 5% PNS entre as simulações com oferta termelétrica na região Sul ou na região SE/CO	126
Figura 3-52 - Comparação dos fatores de despacho das UTE indicativas quando alocadas na região Sul ou Sudeste/Centro-Oeste	126
Figura 3-53 – Permanências dos fluxos de Recebimento e Fornecimento de capacidade e energia da região Sul (2028)	127
Figura 3-54 – Permanências dos fluxos de Recebimento e Fornecimento de capacidade e energia da região Sul (2034)	128
Figura 3-55 - Diferença de Capacidade Instalada Acumulada em 2034	130
Figura 3-56 – Geração das UTEs a Gás Natural	131
Figura 3-57 – Emissões anuais em Mt CO ₂ eq	132
Figura 4-1 – Premissas adotadas para os estudos de expansão da transmissão	140
Figura 4-2 – Resultado visual da metodologia de clusterização	141

Figura 4-3 - Percentual de distribuição da geração renovável indicativa nos clusters da região Nordeste	142
Figura 4-4 – Cronograma referencial de emissão dos estudos	144
Figura 4-5 – Obras recomendadas pelos estudos já publicados (B – E)	145
Figura 4-6 – Processos de Conexão à RB no MME por UF	149
Figura 4-7 – Cronograma referencial de emissão dos estudos	152
Figura 4-8 – Diagrama elétrico da região noroeste do estado de São Paulo	154
Figura 4-9 – Exemplo de aplicação do SSSC para controle de fluxo em linhas de transmissão	155
Figura 4-10 – Diagrama eletrogeográfico da rede de transmissão que atende os estados do Amazonas, Amapá e Roraima	156
Figura 4-11 – Cronograma referencial de emissão dos estudos	158
Figura 4-12 – Localização geográfica dos sistemas isolados analisados	160
Figura 4-13 - Trajetos estudados para interligação dos sistemas isolados no Acre	161
Figura 4-14 – Soluções avaliadas para aumento da Resiliência no Acre e Rondônia	162
Figura 4-15 - Topologia elétrica simplificada das alternativas estudadas para aumento da Resiliência no Acre e Rondônia. (a) Alternativa CA, (b) Alternativa híbrida.	163
Figura 4-16 - Evolução da capacidade média de exportação total da região Nordeste	165
Figura 4-17 - Evolução da capacidade média de importação da região Sul	166
Figura 4-18 – Projeto de Integração do Arco Norte	171
Figura 4-19 – Cenários de expansão do sistema de transmissão	175
Figura 4-20– Cenários de referência: visão geral	175
Figura 4-21– Cenários de referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga	176
Figura 4-22– Cenários de referência: LTs por submercado	176
Figura 4-23– Cenários de referência: LTs por nível de tensão	177
Figura 4-24– Cenários de referência: expansão física de LTs	177
Figura 4-25– Cenários de referência: SEs por submercado	178
Figura 4-26– Cenários de referência: SEs por nível de tensão	178
Figura 4-27– Cenários de referência: expansão física de SEs	179
Figura 4-28 – Investimentos potenciais em ativos em final de vida útil regulatória	181
Figura 4-29– Contratos vincendos: cronograma das análises de planejamento	182
Figura 4-30 – Cenário de referência: TUST-Geração no ano 2034	185
Figura 4-31 – Cenário de referência: TUST- Geração média no ano 2034	185
Figura 4-32 – Cenário de referência: TUST-Carga no ano 2034	186
Figura 4-33 – Cenário de referência: TUST- Carga média no ano 2034	186
Figura 5-1 – Previsão da produção diária de petróleo nacional	195
Figura 5-2 – Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal.	197
Figura 5-3 - Queda no número das atividades de perfuração de poços exploratórios	199
Figura 5-4 - Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional	200
Figura 5-5 - Previsão da produção líquida de gás natural nacional	201
Figura 5-6 - Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal	202
Figura 5-7 - Previsão da produção líquida de gás natural nacional e a sensibilidade para aumento da disponibilidade.	203

Figura 5-8 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo	204
Figura 5-9 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo	204
Figura 5-10 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de gás natural bruta	205
Figura 5-11 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de gás natural líquida	205
Figura 5-12 – Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente onshore	206
Figura 5-13 – Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente onshore	206
Figura 5-14 – Previsão de produção onshore de Petróleo e Gás Natural (Mil boe/d) 2024-2034 considerando aumento do FR de 5%	209
Figura 5-15 – Previsão de produção offshore de Petróleo e Gás Natural (Mil boe/d) 2024-2034 considerando aumento do FR de 9%	210
Figura 5-16 – Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P	214
Figura 5-17 – Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P	215
Figura 5-18 – Previsão de entrada em operação de novas UEPs	217
Figura 5-19 - Recursos Cláusula PD&I em Temas da Transição Energética	222
Figura 5-20 - Destinação de Recursos regulados PD&I da ANP	223
Figura 5-21 - Taxa de Intensidade de Carbono (IC) na produção de petróleo por país – (em kg CO ₂ eq/boe)	223
Figura 6-1 – Preço spot do petróleo Brent (US\$ dez2022/b)	231
Figura 6-2 – Preços internacionais dos principais derivados de petróleo (US\$ dez2022/b)	232
Figura 6-3 – Perfil de produção das refinarias nacionais (%)	240
Figura 6-4 – Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora (mil m ³ /d)	241
Figura 6-5 – Balanço nacional de GLP (mil m ³ /d)	242
Figura 6-6 – Balanço nacional de gasolina A (mil m ³ /d)	243
Figura 6-7 – Balanço nacional de nafta (mil m ³ /d)	243
Figura 6-8 – Balanço nacional de QAV (mil m ³ /d)	244
Figura 6-9 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m ³ /d)	245
Figura 6-10 - Balanço nacional de óleo combustível (mil m ³ /d)	246
Figura 6-11 – Balanço nacional de outros secundários de petróleo (mil m ³ /d)	246
Figura 6-12 – Balanço nacional dos principais derivados de petróleo (mil m ³ /d)	247
Figura 6-13 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil (mil m ³ /d)	248
Figura 6-14 – Análise de sensibilidade: Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m ³ /d)	249
Figura 6-15 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2034 (mil m ³ /d)	250
Figura 6-16 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2034 (mil m ³ /d)	251
Figura 6-17 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de GLP em 2034 (mil m ³ /d)	252

Figura 6-18 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de QAV em 2034 (mil m ³ /d)	253
Figura 6-19 - Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade no horizonte decenal	254
Figura 7-1 - Infraestrutura de oferta, escoamento, processamento e transporte de gás natural	259
Figura 7-2 - Projetos estudados nos planos indicativos (PIPE, PIG e PITER)	261
Figura 7-3 – Etapas do GNL em pequena escala a partir de poços produtores ou cargas de GNL de navios	264
Figura 7-4 - Preços de Gás Natural no <i>Citygate</i>	268
Figura 7-5 - Demanda total na Malha Integrada	271
Figura 7-6 - Demanda total no Brasil	273
Figura 7-7 – Principais rotas de produção do hidrogênio a partir do gás natural	274
Figura 7-8 - Produção Líquida e Oferta Potencial Nacionais de Gás Natural	275
Figura 7-9 - Oferta Potencial Nacional e Importada (Malha Integrada)	281
Figura 7-10 - Balanço de gás natural da Malha Integrada	283
Figura 7-11 – Oferta e demanda totais do Brasil no Grupo de Trabalho Gás para Empregar	285
Figura 7-12 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 da malha Nordeste	288
Figura 7-13 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 da malha Sudeste	291
Figura 7-14 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 do GASBOL e do GASUP	294
Figura 8-1 – Saldo de capacidade instalada de produção de etanol	307
Figura 8-2 – Capacidade de produção de etanol (cana e milho)	308
Figura 8-3 – Capacidade nominal de processamento de cana e milho	308
Figura 8-4 – Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar	309
Figura 8-5 – Projeção da produção brasileira de açúcar	310
Figura 8-6 – Projeção da oferta total de etanol	311
Figura 8-7 – Exportações e importações de etanol do período decenal	316
Figura 8-8 – Projeção da demanda total de etanol	316
Figura 8-9 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística	318
Figura 8-10 – Análise de Sensibilidade E30	319
Figura 8-11 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia	321
Figura 8-12 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço	323
Figura 8-13 – Potencial de biogás com biomassa residual de cana-de-açúcar	325
Figura 8-14 - Projeção do consumo total de biodiesel	328
Figura 8-15 – Preços internacionais do biodiesel, diesel e óleos de soja e de palma	331
Figura 8-16 – Demanda total de biodiesel (inclusive bunker)	332
Figura 8-17 – Trajetórias para a demanda de biodiesel	334
Figura 8-18 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento	335
Figura 8-19 – Projetos anunciados em escala comercial	339
Figura 8-20 – Participação de SAF na demanda de combustível de aviação nacional	339

Figura 8-21 – Demanda nacional de SAF	340
Figura 8-22 – Demanda de SAF para atender ProBioQAV e CORSIA	341
Figura 8-23 – Atendimento às metas de redução de emissões de GEE	341
Figura 8-24 – Avaliação multicritério para rotas produtoras de SAF em 2034	342
Figura 8-25 – Possível trajetória de produção de SAF por rota em 2034	342
Figura 8-26 – Projeção da demanda de biodiesel para uso aquaviário	344
Figura 8-27 – Rotas selecionadas de produção de biohidrogênio com potencial relevante no Brasil	346
Figura 8-28 – Os combustíveis sintéticos na agenda dos transportes aéreo, marítimo e rodoviário de longa distância	348
Figura 9-1 – Contribuição do RED na demanda de eletricidade	354
Figura 9-2 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2034 ¹ (% do ganho total)	355
Figura 9-3 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2034 (% do ganho total)	356
Figura 9-4 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor)	357
Figura 9-5 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor)	358
Figura 9-6 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/103 t)	359
Figura 9-7 – ODEX industrial: indicador de eficiência energética	359
Figura 9-8 – Consumo médio residencial de energia elétrica por equipamento (KWh/ano/equipamento)	361
Figura 9-9 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)	363
Figura 9-10 – Consumo de GLP e GN nas residências (mil tep)	364
Figura 9-11 – Setor de serviços: consumo de energia e ganhos de eficiência	365
Figura 9-12 – Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica	366
Figura 9-13 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais	368
Figura 9-14 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência sistêmicos	369
Figura 9-15 – Setor agropecuário: Ganhos de eficiência por fonte em 2034	370
Figura 9-16 – Setor agropecuário: consumo de energia total e eficiência energética	370
Figura 9-17 – Ilustração de aplicação de gêmeos digitais	371
Figura 9-18 – Participação de ofertas de emprego digitais no total por setor nos Estados Unidos	372
Figura 9-19 – Distribuição da potência por modalidade	373
Figura 9-20 – Distribuição da potência por classe	374
Figura 9-21 – Capacidade Instalada de MMGD por cenário	378
Figura 9-22 – Distribuição da capacidade instalada no cenário referência por fonte em 2034	379
Figura 9-23 – Distribuição da capacidade instalada no cenário referência por segmento em 2034	379
Figura 9-24 – Histórico e projeção da TIR para diferentes tipologias de MMGD FV no cenário referência	380

Figura 9-25 – Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)	382
Figura 9-26 – VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD para diferentes distribuidoras e clientes	383
Figura 9-27 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa branca para diferentes distribuidoras e clientes	384
Figura 9-28 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horossazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta	385
Figura 9-29 – VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde	386
Figura 9-30 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)	388
Figura 9-31 – Evolução do Domicílios com SAS x crescimento habitacional (milhões de m ² x milhões de domicílios).	390
Figura 9-32 – Distribuição percentual do número de domicílios por fontes para aquecimento de água residencial.	391
Figura 9-33 – Consumo evitado de eletricidade residencial para aquecimento de água utilizando outras fontes energéticas (GWh)	391
Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2034	399
Figura 10-2 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2034	404
Figura 10-3 - Distribuição das emissões de GEE no Brasil, por setor, no ano de 2022	416
Figura 10-4 - Emissões per capita na produção e no uso de energia	417
Figura 10-5– Potenciais impactos e vulnerabilidades do sistema energético frente às mudanças climáticas	423
Figura 10-6- Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO ₂ eq)	425
Figura 10-7 – Evolução das emissões absolutas em cada setor entre 2024 e 2034 e respectivas variações percentuais no decênio	427
Figura 10-8 - Emissões de GEE por combustível (MtCO ₂ eq)	429
Figura 10-9 – Intensidade de carbono da produção e do uso de energia na economia (kgCO ₂ eq/US\$ppc _[2015])	430
Figura 10-10 – Intensidade de carbono na produção e no uso de energia (tCO ₂ eq/tep)	430
Figura 11-1 - Desafios socioambientais identificados nos estudos analisados	440
Figura 11-2 - Principais temas relacionados às políticas públicas nos estudos analisados	448
Figura 11-3 - Relação entre os conceitos de Transição Justa e Justiça Energética	452
Figura 11-4 - Análise prospectiva da capacidade de inserção de cargas de grande porte na região Nordeste; Cenário Inferior e Cenário Superior	470
Figura 11-5 - Curvas de Carga dos Cenário de Referência e Exercício de Hidrogênio (GWh)	471
Figura 11-6 - Demanda adicional de eletricidade na rede decorrente dos projetos de Hidrogênio (GW)	471
Figura 11-7 - Acréscimo anual das fontes eólica e solar (GW)	472
Figura 11-8 - Geração termelétrica média do SIN	474
Figura 11-9 - Participação da geração termelétrica no atendimento à carga bruta	475

Figura 11-10 - Intensividade no consumo de minerais por tecnologia de baixa emissão de carbono	478
Figura 11-11 - Demanda de minerais por tecnologias de energia limpa cenário (2030 e 2050) - AIE	479
Figura 11-12 - Projeção de mineração e refino para minerais críticos selecionados - 2030	480
Figura 11-13 - Alterações na composição química de baterias veiculares em anos recentes	481
Figura 11-14 - Crescimento da demanda de minerais para produção de equipamentos para geração elétrica	484
Figura 11-15 - Crescimento Percentual de Minerais Críticos na Matriz Elétrica	485
Figura 11-16 - Crescimento da demanda de minerais para baterias veiculares	485
Figura 11-17 - Representação da interdependência de políticas públicas para construção do processo de transição energética brasileira	489
Figura 12-1 – Trajetórias dos indicadores de economia da energia no horizonte decenal	502
Figura 12-2 – Oferta Interna de Energia per capita	503
Figura 12-3 – Oferta interna de energia por fonte no horizonte decenal	504
Figura 12-4 – Matriz energética brasileira	504
Figura 12-5 – Geração total de eletricidade por fonte no horizonte decenal	504
Figura 12-6 – Evolução da geração de energia elétrica	505

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 - Principais diferenças de premissas entre o cenário de referência e os alternativos	32
Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia	37
Tabela 2-2 - Principais indicadores do consumo de eletricidade	59
Tabela 2-3 - SIN e subsistemas: carga de energia	61
Tabela 3-1 - Resumo do contexto das tecnologias candidatas	86
Tabela 3-2 - Patamares de custos para modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas.	92
Tabela 3-3 - Estimativas de custos referentes a resposta da demanda para os setores industriais com e sem geração própria.	92
Tabela 3-4 – Custo Marginal de Expansão (CME) do PDE 2034	101
Tabela 3-5 – Oferta indicativa na região Sul conforme o cenário de referência do PDE 2034	125
Tabela 4-1 – Tabela comparativa entre as características do mercado de geração renovável e da indústria de hidrogênio	151
Tabela 4-2 – Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – linhas de transmissão	179
Tabela 4-3 – Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – transformação	180
Tabela 5-1 - Recursos e Reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente)	208
Tabela 5-2 - Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente)	210
Tabela 5-3 – Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil	216
Tabela 6-1 – Refinarias nacionais em operação	236
Tabela 6-2 – Balanço nacional de petróleo e indicadores para petróleo e refino	239
Tabela 6-3 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m ³ /d)	240
Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos	297
Tabela 8-1: Investimentos previstos e indicativos	314
Tabela 8-2: Oferta de etanol por matéria-prima em -2034 (bilhões de litros)	320
Tabela 8-3: Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2024 e 2034	332
Tabela 9-1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos	353
Tabela 9-2 – Comparação dos resultados para os cenários propostos (premissas utilizadas como base para cada um dos cenários alternativos)	367
Tabela 9-3 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei nº 14.300 de 2022	376
Tabela 9-4 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD	378
Tabela 9-5 – Possibilidades de uso de baterias atrás do medidor (em azul) e modelos simulados pela EPE	381
Tabela 9-6 – Premissas da simulação de baterias	381

Tabela 9-7 – Premissas de cálculo da geração diesel	386
Tabela 10-1 - Estudos de planejamento energético e a variável ambiental	395
Tabela 10-2 - Síntese dos temas socioambientais do PDE 2034	401
Tabela 10-3 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2034	403
Tabela 10-4 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia	426
Tabela 11-1 - Descrição dos cenários dos estudos selecionados	436
Tabela 11-2 - Oportunidades tecnológicas nos estudos IEA, IRENA, OPEP e PTE	444
Tabela 11-3 - Comparação da intensidade de minerais estratégicos nos estudos analisados	446
Tabela 11-4 - Capacidade adicional para atendimento aos critérios de potência	473
Tabela 11-5 - Lista de Minerais Críticos e Estratégicos: Brasil, Estados Unidos e União Europeia	477
Tabela 11-6 - Reservas, Produção e Participação Global de Minerais Estratégicos Selecionados - Brasil (2023)	483
Tabela 12-1 – Indicadores: economia e energia	502
Tabela 12-2 – Evolução da Oferta Interna de Energia no horizonte decenal	503
Tabela 12-3 – Geração total de eletricidade	505
Tabela 12-4 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil	506
Tabela 12-5 – Monitoramento de indicadores de renovabilidade	507
Tabela 12-6 – Evolução da oferta de petróleo e derivados	507
Tabela 12-7 – Balanço de Gás Natural Seco	508
Tabela 12-8 – Síntese da Expansão prevista no PDE 2034	509
Tabela 12-9 – Síntese dos Resultados	510
Tabela 12-10 – Síntese das estimativas de investimentos	511
Tabela 12-11 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2034	512

Referências Bibliográficas

Premissas Gerais

CNI [Confederação Nacional da Indústria]. **Indústria de A-Z: Entenda o que é Custo Brasil e como ele impacta o país**. Disponível em <https://www.portaldaindustria.com.br/industria-de-a-z/o-que-e-custo-brasil> Acesso em: nov/2023.

FGV [Fundação Getúlio Vargas]. **Indicadores anuais de produtividade**. Observatório da Produtividade Regis Bonelli, 2023. Disponível em <https://ibre.fgv.br/observatorio-produtividade/temas/categorias/pt-anual>. Acesso em: nov/2023.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Navigating Global Divergences**. Washington, DC: oct, 2023. Disponível em <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>. Acesso em nov/2023.

_____. **Projeção da população: Brasil e unidades da federação: revisão 2018**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018. Acesso em nov/2023.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 3º trimestre de 2023**. Brasília, 2023

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio: Brasil 2022/23 a 2032/33**. Brasília: MAPA, 2023.

Demanda de Energia

ABEP. **Alterações na aplicação do critério Brasil**. 2019. Disponível em: 01_cceb_2019.pdf (abep.org)

Abreu, M. W. **Análise do Consumo de Energia Direta e Indireta das Famílias Brasileiras por Faixa de Renda**. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Mariana_Weiss_de_Abreu.pdf

Achão, C. C. L. **Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro**. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003 Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2003/1146-analise-da-estrutura-de-consumo-de-energia-pelo-setor-residencial-brasileiro>

Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System. ISGT Latin America 2019.

EPE, 2019. **Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-publica-nota-tecnica-de-metodologia-de-demanda-de-eletricidade>

EPE, 2020. **Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-metodologia-projecao-de-curva-de-carga-horaria>

EPE, 2021a. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Demanda de Eletricidade**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-e-mme-lancam-o-caderno-de-demanda-de-eletricidade-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031-pde-2031>

EPE, 2021b. **Modelo de Demanda de Energia do Setor Residencial (MSR)**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-625/NT-EPE-DEA-SEE-011-2021_Metodologia%20de%20Demanda%20Energia%20do%20Setor%20Residencial_VF.pdf

EPE, 2023. **Atlas da Eficiência Energética 2023**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-de-eficiencia-energetica-brasil-2023>

EPE, 2024a. **Balanco Energético Nacional (ano-base 2023)**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>

EPE, 2024b. **Consumo Residencial de Energia por Classes de Renda**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/fact-sheet-consumo-residencial-de-energia-por-classes-de-renda-no-brasil> Gellings, C. W., 2012. The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. 1 ed. Florida, CRC Press.

Muller, G., Falcão, D. **A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term**

GILS, Hans Christian. **Assessment of the theoretical demand response potential in Europe**. Energy, Volume 67, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001534>. Acesso em: 9 agosto 2019.

IBGE. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019** – Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/17270-pnad-continua.html?edicao=27258&t=resultados>

Kamakura, W. A. e Mazzon, J. A. **Estratificação Socioeconômica e Consumo no Brasil**. Editora Blucher, 2013.

Procel/Eletrobras. **Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>

Geração Centralizada de Energia Elétrica

Instituto E+ Transição Energética (2024). As crises de energia no Brasil: reflexões para um gerenciamento efetivo. Relatório Resumo. Rio de Janeiro/RJ. Brasil

Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos

Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 4.5 – Programação diária da operação

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. EPE/DEE/076/2023-R0 – Flexibilidade: Estimativa de requisitos e recursos: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. EPE-DEE-NT-067/2018-r0 - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao Planejamento: EPE, 2018

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.* Brasília: EPE, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. NOTA TÉCNICA EPE/DEE- DEA/001/2023-R0 - Escassez Hídrica em 2021: EPE, 2021

BRASIL. Lei n. 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 1, 13 jul. 2021.

Empresa De Pesquisa Energética – EPE. EPE/DEE/133/2021-R0 - Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade: EPE, 2021.

Empresa De Pesquisa Energética – EPE. Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento: EPE, 2024.

Brasil. Lei nº 14.299/2022, de 05/01/2022. Altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, e 9.074, de 7 de julho de 1995, para instituir subvenção econômica às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica de pequeno porte; cria o Programa de Transição Energética Justa (TEJ); e dá outras providências.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. Resolução nº 29, de 20 de dezembro de 2019. Aprova o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 3, 23 dez. 2019.

Transmissão de Energia Elétrica

Cabral, R. R., Teixeira, T. P., Rizzotto, T. C., & EPE, E. (maio de 2022). Estimação de pontos de conexão para novas soluções de transmissão no contexto do planejamento da expansão considerando incertezas. *XXVI SNPTEE*.

Cigre. (February de 2016). Guidelines For Life Extension of Existing HvdC Systems, WG B4.54.

- EPE. (2011). *EPE-DEE-RE-47/2011-rev2 - Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus*.
- EPE. (2016). - *Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - Avaliação Inicial – Alternativa Mista em CA e CC*.
- EPE. (2023). *EPE-DEE-NT-023/2023-rev0 - Identificação das Localidades Isoladas do Acre que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN*.
- EPE. (2023). *Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica*.
- EPE. (2024). *EPE-DEE-RE-057-2024-rev0 - Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em Resposta às Mudanças Climáticas*.
- EPE. (2024). *Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em Resposta às Mudanças Climáticas*.
- EPE/ONS. (2020). *EPE-DEE-NT-036/2020/ONS DPL-REL-0160/2020 CONCESSÃO DA CONVERSORA DE FREQUÊNCIA DE URUGUAIANA*.
- EPE/ONS. (2020). *EPE-DEE-NT-099/2019-rev1/ONS NT 0118/2019 Modernização do Sistema CCAT de Itaipu: Considerações quanto a aspectos eletroenergéticos e técnicos*.
- EPE/ONS. (2021). *EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL 0062/2021 AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS PRUDENTES PARA A LICITAÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO GARABI I E II*.
- EPE/ONS. (2024). *EPE-DEE-NT-047/2024-rev0 - NT-ONS DPL 0060/2024 PREMISSAS E CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO FUTURA PARA O ATENDIMENTO AO ESTADO DO AMAZONAS*.

Produção de Petróleo e Gás Natural

- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em: [Anuário 2023](#). Rio de Janeiro: ANP, 2023.
- BP. **Energy Outlook**. Disponível em: [bp Energy Outlook](#). Londres: BP, 2022.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Nota Técnica DPG-SPT Nº 02/2018. **Indicadores de Monitoramento da Política de E&P**. Disponível em: [Nota Técnica de Indicadores de E&P](#). Rio de Janeiro: EPE, 2018.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2021-2023**. Disponível em: [ZNMt 2021- 2023](#). Rio de Janeiro: EPE, 2023.

GALE, J. 2004. **Geological storage of CO₂: What do we know, where are the gaps, and what more needs to be done?** Energy Volume (29) Issues 9–10: 1329–1338. Disponível em: [GALE, J. 2004. Geological storage of CO₂](#).

IBP [Instituto Brasileiro do Petróleo]. **Nota Técnica Mercados de Carbono**. Disponível em: [nt-mercados-de-carbono.pdf \(ibp.org.br\)](#). Rio de Janeiro: IBP, 2023.

IEA [International Energy Agency]. **Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions**. Disponível em: [WEO Special Report May](#). Paris: IEA, 2023a.

IEA [International Energy Agency]. **Latin America Energy Outlook**. Disponível em: [WEO Special Report November](#). Paris: IEA, 2023b.

IEA [International Energy Agency]. **World Energy Outlook**. Disponível em: [Relatório completo](#). Paris: IEA, 2023c.

IEA [International Energy Agency]. **Global Methane Tracker Documentation**. Disponível em: [Documentation 2023 version](#). Paris: IEA, 2023d.

IEA [International Energy Agency]. **Methane Tracker**. Disponível em: [Database](#). Acesso em: março de 2024. Paris: IEA, 2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. Consulta Pública nº 163 de 26/04/2024. **Transição Energética Justa, Inclusiva e Equilibrada**. Apresentação dos estudos da Empresa de Pesquisa Energética: Papel do Óleo e Gás na Transição Energética. Brasília: MME, 2024a.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: [Boletim do Gás MME](#). Acesso em: março de 2024. Brasília: MME, 2024b.

SEEG [Sistema de Estimativa de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa]. Observatório do Clima. **Emissões totais por sub-categoria emissora**. Disponível em: [Série histórica](#). Acesso em: abril de 2024. Piracicaba: SEEG, 2023.

SHAH, S. A. A. et al. **Energy trilemma based prioritization of waste-to-energy technologies: Implications for post-COVID-19 green economic recovery in Pakistan**. *Journal of Cleaner Production*, v. 8, p. 124729. SHAH et al., 2021.

UNCC [United Nations Climate Change]. **Oil & Gas Decarbonization Charter launched to accelerate climate action**. Disponível em: [COP 28 UAE](#). Dubai: UNCC, 2023.

Abastecimento de Derivados de Petróleo

ACELEN, (2023a). *Acelen e Governo da Bahia assinam MOU que prevê investimento em projeto inovador de transição energética*. Disponível em: <https://www.acelenrenovaveis.com.br/2023/11/20/parceria-entre-governo-da-bahia-e-acelen-impulsiona-transicao-energetica/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____, (2023b). *Acelen Renováveis reúne parceiros estratégicos para projeto inovador de transição energética*. Disponível em: <https://www.acelenrenovaveis.com.br/2023/12/08/acelen-renovaveis-reune-parceiros-estrategicos-para-projeto-inovador-de-transicao-energetica/>.

Acesso em: 15 ago. 2024.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2020). *Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020. Estabelece a especificação da gasolina de uso automotivo e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializarem o produto em todo o território nacional*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-807-2020>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2021). *Resolução ANP nº 856, de 22 de outubro de 2021. Estabelece as especificações do querosene de aviação JET A e JET A-1, dos querosenes de aviação alternativos e do querosene de aviação C (JET C), bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam esses produtos em território nacional*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-856-2021>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2022a). *Resolução ANP nº 905, de 18 de novembro de 2022. Dispõe sobre as especificações do óleo diesel de uso não rodoviário e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam o produto em território nacional*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-905-2022>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2022b). *Resolução ANP nº 903, de 18 de novembro de 2022. Dispõe sobre as especificações dos combustíveis de uso aquaviário e suas regras de comercialização em todo o território nacional*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-903-2022>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024a). *Autorizações para refino de petróleo*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/autorizacoes-para-refino-de-petroleo>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024b). *Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024c). *Resolução ANP nº 968, de 30 de abril de 2024. Estabelece as especificações dos óleos diesel destinados a veículos ou equipamentos dotados de motores do ciclo Diesel e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam o produto em território nacional*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-968-2024>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024d). *ANP cria grupo de trabalho para descontinuidade do diesel S500 e do S1800 de uso não rodoviário*. 2 de agosto de 2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-cria-grupo-de-trabalho-para-descontinuidade-do-diesel-s500-e-do-s1800-de-uso-nao-rodoviario. Acesso em: 15 ago. 2024.

BRASIL BIOFUELS, (2024). *A partir do cultivo sustentável da palma de óleo, Grupo BBF investe na transição energética com produção de biocombustíveis e geração de energia*. Disponível em: <https://www.grupobbff.com.br/releases/alternativas-ao-petroleo-fontes-de-energia-renovavel-sao-realidade/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, (2023). *Resolução CNPE nº 3, de 20 de março de 2023. Altera a Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018, que dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, e dá outras providências*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/ResCNPE32023.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2024.

ENERGY INSTITUTE, (2024). *Statistical Review of World Energy 2024*. Energy Institute. 73th edition. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>. Acesso em: 08 ago. 2024.

EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2024a). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products. Petroleum & Other Liquids*. EIA. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm. Acesso em: 07 ago. 2024.

_____. _____. (2024b). *Short-Term Energy Outlook*. EIA, Analysis & Projections, release date: Aug. 6, 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo>. Acesso em: 07 ago. 2024.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2020). *Experiências Internacionais em Modelos do Abastecimento de Derivados de Petróleo*. EPE, dezembro de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica---Experiencias-Internacionais-em-Modelos-do-Abastecimento-de-Derivados-de-Petroleo.aspx>. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024). *Balanço Energético Nacional 2024 – Ano base 2023*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em: 15 ago. 2024.

FATTOUH, B.; ECONOMOU, A. (2024). *Transformations in Oil Markets: Features and Implications*. OIES Energy Comment. The Oxford Institute for Energy Studies. July 2024. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/publications/transformations-in-oil-markets-features-and-implications/>. Acesso em: 07 ago. 2024.

FOLHA DE PERNAMBUCO, (2024). *Terminal de GLP em Suape tem previsão de entrar em operação em 2027*. Disponível em: <https://www.folhape.com.br/movimento-economico/terminal-de-glp-em-suape-tem-previsao-de-entrar-em-operacao-em-2027/324157/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

GELDER, A.; HITTLE, A., (2024). *Forecasting the future of oil demand: five key questions answered*. Wood Mackenzie, 04 July 2024. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/opinion/forecasting-the-future-of-oil-demand-five-key-questions-answered/>. Acesso em: 07 ago. 2024.

GROVER, N., (2024). *IEA trims 2024 oil demand growth forecast, widens gap with OPEC*. Reuters, May 15, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/iea-trims-2024-oil-demand-growth-forecast-widening-gap-with-opec-view-2024-05-15/>. Acesso em: 08 ago. 2024.

HICKIN, P., (2024). *Letter from London: OPEC+ well set for Sisyphean task*. Opinion, Petroleum Economist, 8 June 2024. Disponível em: <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/trading-markets/2024/letter-from-london-pec-well-set-for-sisyphean-task/>. Acesso em: 07 ago. 2024.

HOWE, C.; YAP, T., (2024). *China's weak diesel consumption squeezes outlook for oil demand*. Reuters, August 1, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-weak-diesel-consumption-squeezes-outlook-oil-demand-2024-08-02/>. Acesso em: 08 ago. 2024.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2024a). *Global EV Outlook 2024*. IEA, April 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>. Acesso em: 08 ago. 2024.

_____. _____. (2024b). *SUVs are setting new sales records each year – and so are their emissions*. IEA, May 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/suvs-are-setting-new-sales-records-each-year-and-so-are-their-emissions>. Acesso em: 08 ago. 2024.

IMO. INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, (2019). *Resolution MEPC.320(74). 2019 Guidelines for Consistent Implementation of the 0.50% Sulphur Limit Under MARPOL Annex VI*. Marine Environment Protection Committee, 2019. Disponível em: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution%20MEPC.320\(74\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution%20MEPC.320(74).pdf). Acesso em: 15 ago. 2024.

KAPSARC. KING ABDULLAH PETROLEUM STUDIES AND RESEARCH, (2024). *KAPSARC Oil Market Outlook – KOMO Q2, 2024*. Saudi Arabia. Disponível em: <https://www.kapsarc.org/research/publications/kapsarc-oil-market-outlook-9/>. Acesso em: 08 ago. 2024.

LAWLER, A.; ADOMAITIS, N.; VERMA, S., (2024). *OPEC, IEA at most divided on oil demand since at least 2008*. Reuters, March 11, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/opec-iea-most-divided-oil-demand-since-least-2008-2024-03-11/>. Acesso em: 08 ago. 2024.

MDIC. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS, (2024). *Comex Stat*. Disponível em: <https://comexstat.mdic.gov.br/>. Acesso em: 08 ago. 2024.

NOXIS ENERGY

NYSVEEN, M., BUBSY, E., (2024). *Global recoverable oil reserves hold steady at 1,536 billion barrels; insufficient to meet demand without swift electrification*. Rystad Energy, 24 July 2024. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/global-recoverable-oil-barrels-demand-electrification>. Acesso em: 08 ago. 2024.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2022). *33rd OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting*. OPEC, Austria, October 5, 2022. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7021.htm. Acesso em: 14 ago. 2024.

_____. _____. (2023a). *Several OPEC+ countries announce additional voluntary cuts to the total of 2.2 million barrels per day*. OPEC, Austria, November 30, 2023. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7267.htm. Acesso em: 14 ago. 2024.

_____. _____. (2023b). *48th Meeting of the Joint Ministerial Monitoring Committee*. OPEC, Austria, April 3, 2023. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7120.htm. Acesso em: 14 ago. 2024.

_____. _____. (2024a). *55th JMMC Meeting Highlights Commitment to Production Conformity and Continued Oil Market Assessment*. OPEC, Austria, August 1, 2024. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7359.htm. Acesso em: 14 ago. 2024.

_____. _____. (2024b). *OPEC Monthly Oil Market Report*. OPEC, Austria, July 10, 2024. Disponível em: <https://momr.opec.org/pdf-download/>. Acesso em: 07 ago. 2024.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2023). *Plano Estratégico 2024-2028+*. Disponível em: https://petrobras.com.br/documents/d/f3a44542-113e-11ee-be56-0242ac120002/pe-2024-28-portugues-versao-completa_v24. Acesso em: 15 ago. 2024.

_____. _____. (2024). *Deep Dive Petrobras 2024 – 30 de janeiro*. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/apresentacoes/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

PPI. PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS, (2024). *Projetos*. Disponível em: <https://ppi.gov.br/projetos/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

VERLEGER, P., (2024). *Oil stocks have become truly strategic*. Markets, Petroleum Economist. Disponível em: https://www.pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/trading-markets/2024/oil-stocks-have-become-truly-strategic/?oly_enc_id=4357F1907923D5X. Acesso em: 07 ago. 2024.

WORLD BANK, (2024). *World Development Report 2024 – The Middle-Income Trap*. World Development Report. World Bank Group. Washington DC, 2024. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/publication/wdr2024>. Acesso em: 07. Ago. 2024.

Gás Natural

ABEGAS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. **Terminal de Suape firma compromisso com a TAG para conexão à malha de gás**. Agosto, 2024. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/91093>>. Acesso em ago/2024.

ADEMA [Administração Estadual do Meio Ambiente]. **Adema visita obras do Projeto de Conexão do Terminal Sergipe, na Barra dos Coqueiros**. Fevereiro, 2024. Disponível em: <<https://www.adema.se.gov.br/adema-visita-obras-do-projeto-de-conexao-do-terminal-sergipe-na-barra-dos-coqueiros/>>. Acesso em mai/2024.

AGÊNCIA BRASIL. **Pré-sal da Petrobras tem recorde de processamento de gás natural**. Outubro, 2023. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-10/pre-sal-da-petrobras-tem-recorde-de-processamento-de-gas-natural#:~:text=O%20processamento%20de%20g%C3%A1s%20natural,d%20em%20mar%C3%A7o%20de%202022>>. Acesso em mai/2024.

AGÊNCIA INFRA. **Petrobras conclui em julho gasoduto Rota 3, para escoar gás do pré-sal, diz diretor da estatal.** Maio, 2024. Disponível em: <<https://agenciainfra.com/blog/petrobras-conclui-em-julho-gasoduto-rota-3-para-escoar-gas-do-pre-sal-diz-diretor-da-estatal/>>. Acesso em mai/2024.

AGÊNCIA GOV. **Inaugurado primeiro terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) do estado do Pará.** Fevereiro, 2024a. Disponível em: <<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202402/no-para-alexandre-silveira-entrega-terminal-de-gas-natural-levando-energia-limpa-e-sustentavel-para-a-bacia-do-amazonas>>. Acesso em abr/2024.

AGÊNCIA GOV. **Brasil e Bolívia estreitam cooperação em encontro entre presidentes Lula e Luis Arce.** Julho, 2024b. Disponível em: <<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202407/brasil-e-bolivia-estreitam-cooperacao-em-encontro-entre-presidentes-lula-e-luis-arce>>. Acesso em ago/2024.

AGÊNCIA GOV. **Alckmin recebe chanceler argentina, Diana Mondino.** Abril, 2024c. Disponível em: <<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202404/alckmin-recebe-chanceler-argentina-diana-mondino>>. Acesso em ago/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização nº 609, de 20 de dezembro de 2012.** Dezembro, 2012. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-609-2012-?origin=instituicao>>. Acesso em fev/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização SIM-ANP nº 360, de 21 de junho de 2021.** Junho, 2021a. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-360-2021?origin=instituicao>>. Acesso em mar/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização SIM-ANP nº 798, de 14 de dezembro de 2021.** Dezembro, 2021b. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-798-2021?origin=instituicao>>. Acesso em mar/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Relatório de Gestão da ANP.** 2021c. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/transparencia/rg/relatorio-gestao-2021.pdf>>. Acesso em out/2023.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023.** Diagnóstico Concorrencial da Indústria de Gás Natural Brasileira Visando a Proposta de Programa de Redução da Concentração. 2023a. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023/nt-conjunta-gas-2-2023.pdf>>. Acesso em jul/2023.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização SIM-ANP Nº 988, de 28 de dezembro de 2023 - DOU D 29-12-2023.** 2023b. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-988-2023->>. Acesso em jul/2023.

ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024.** 2024a. Publicado em: jun/2024 e atualizado em ago/2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de>>

conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis-2024#Se%C3%A7%C3%A3o%20>. Acesso em ago/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Resolução de Diretoria nº 35 de 25 de janeiro de 2024**. 2024b. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-de-diretoria-n-35-2024-autorizacao-de-operacao-ao-da-1-fase-da-estacao-de-medicao-de-garuva-emed-garuva-de-propriedade-da-empresa-transportadora-brasileira-gasoduto-bolivia-brasil-sa-tbg-em-garuva-sc>>. Acesso em jun/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização SIM-ANP Nº 268, de 9 de maio de 2024 - DOU D 10-05-2024**. 2024c. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-268-2024-?origin=instituicao>>. Acesso em jun/2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural – Produção no Período**. 2024d. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>>. Acesso em jul/2024.

ASPACER [Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimento]. **ANP interdita terminal de regaseificação de GNL da Compass por operar sem autorização**. Abril, 2024. Disponível em: <<https://www.aspacer.com.br/2024/04/12/anp-interdita-terminal-de-regaseificacao-de-gnl-da-compass-por-operar-sem-autorizacao/>>. Acesso em mai/2024.

BARTLETT, J.; KRUPNICK, A., 2020. **Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions**. In: Resources for the Future. Disponível em: <https://media.rff.org/documents/RFF_Report_20-25_Decarbonized_Hydrogen.pdf>. Acesso em jul/2024.

BETA PRODUTORA DE ENERGIA. **Conheça nosso empreendimento**. 2024. Disponível em: <<https://utebeta.com.br/>>. Acesso em mai/2024.

BNAMERICAS. **Porto de Pecém analisa projetos termelétricos e de amônia verde**. Janeiro, 2024. Disponível em: <<https://www.bnamericas.com/pt/noticias/porto-do-pecem-analisa-projetos-termeletricos-e-de-amonia-verde>>. Acesso em mai/2024.

BRASIL ENERGIA. **PetroReconcavo prevê inaugurar UTG São Roque no 4T23**. Março, 2023. Disponível em: <<https://brasilenergia.com.br/petroleoegas/petroreconcavo-preve-inaugurar-utg-sao-roque-no-4t23/>>. Acesso em jul/2024.

CIPP [Complexo Industrial e Portuário Pecém]. **A partir de 01/01/2024, a propriedade dos equipamentos que compõem o Terminal de Regaseificação de GNL do Pecém será transferida da Petrobras para a CIPP**. Julho, 2023. Disponível em: <<https://www.complexodopecem.com.br/comunicado/>>. Acesso em mai/2024.

COMMIT. **Compass Infraestrutura**. 2024. Disponível em: <<https://www.commitgas.com/sobre-a-commit/compass-infraestrutura/>>. Acesso em mai/2024.

CVM [Comissão de Valores Mobiliários]. **Divulgação de resultados: terceiro trimestre PetroReconcavo.** Agosto, 2023. Disponível em: <<https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmDownloadDocumento.aspx?Tela=ext&numProtocolo=1160827&descTipo=IPE&CodigoInstituicao=1>>. Acesso em mai/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização SIM-ANP n. 261, de 11 de abril de 2023.** 2023a. Autorização de construção da Fase 1 do gasoduto Terminal Sergipe. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-261-de-11-de-abril-de-2023-476414582>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Aviso de Requerimento de Licença de Operação - LO pela TAG ao IBAMA do Gasoduto GASFOR II - Trecho Horizonte - Caucaia.** 2023b. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/aviso-de-licenca-526795787>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização SIM-ANP n. 742, de 25 de setembro de 2023.** 2023c. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/aviso-de-licenca-526795787>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização SIM-ANP n. 302, de 28 de maio de 2024. Autorização de operação do GASIG.** 2024a. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-302-de-28-de-maio-de-2024-562742065>>. Acesso em jan/2025.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização SIM-ANP n. 98, de 19 de fevereiro de 2024. Autorização operação da fase 1 da Estação de Medição de Guaruva interligando o Terminal Gas Sul (TGS) ao Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).** 2024b. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-anp-n-98-de-19-de-fevereiro-de-2024-543700045>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização SIM-ANP n. 81, de 9 de fevereiro de 2024. Autorização de pré-operação do Terminal Gás Sul - TGS.** 2024c. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-81-de-9-de-fevereiro-de-2024-542737131>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Autorização ANP n. 296, de 24 de maio de 2024. Autorização de pré-operação do Terminal de GNL de São Paulo - TRSP.** 2024d. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-anp-n-296-de-24-de-maio-de-2024-562116936>>. Acesso em abr/2024.

DOU [Diário Oficial da União]. **Ato declaratório executivo EQBEN/DELEBEN/SRRF08^a/RFB n. 847, de 7 de junho de 2024.** 2024e. Concede habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) à pessoa jurídica que menciona. 2024d. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/ato-declaratorio-executivo-eqben/deleben/srrf08/rfb-n-847-de-7-de-junho-de-2024-564567732>>. Acesso em jun/2024.

EIA [U.S. Energy Information Administration]. **Annual Energy Outlook 2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>>. Acesso em out/2023.

_____. **Henry Hub Natural Gas Spot Price.** 2024a. Disponível em: <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdD.htm>>. Acesso em jun/2024.

_____. **Short-Term Energy Outlook**. 2024b. STEO May 2024. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/steo/>>. Acesso em mai/2024.

ENERGÍA ARGENTINA. **Energía Argentina lanzó la Reversión del Gasoducto Norte**. Agosto, 2023. Disponível em: <<https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/energia-argentina-lanzo-la-reversion-del-gasoducto-norte/#:~:text=La%20Reversi%C3%B3n%20del%20Gasoducto%20Norte%20llevar%C3%A1%20el%20gas,nuevas%20actividades%20industriales%2C%20especialmente%20la%20miner%C3%ADa%20de%20litio.>>>. Acesso em jun/2024.

ENEVA. **Eneva e Suzano fecham primeiro contrato de suprimento de GNL do Brasil de um produtor diretamente para um cliente industrial**. Maio, 2022. Disponível em: <<https://eneva.com.br/noticias/eneva-e-suzano-fecham-primeiro-contrato-de-suprimento-de-gnl-do-brasil-de-um-produtor-diretamente-para-um-cliente-industrial/>>. Acesso em mar/2024.

ENEVA. **Eneva, Scania e Virtu GNL lideram projeto pioneiro de corredor logístico a GNL no Brasil**. Fevereiro, 2024. Disponível em: <<https://eneva.com.br/noticias/eneva-scania-e-virtu-gnl-lideram-projeto-pioneiro-de-corredor-logistico-a-gnl-no-brasil/>>. Acesso em jun/2024.

EPBR. **Eneva fecha contrato para fornecimento de GNL à Vale no Maranhão**. Julho, 2022a. Disponível em: <<https://epbr.com.br/compass-mira-gnl-em-pequena-escala-para-2025-veja-os-planos-da-cosan-para-o-gas/>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **Como a TBG pretende aumentar a capacidade do Gasbol até 2024**. Abril, 2022b. Disponível em: <<https://epbr.com.br/como-a-tbg-pretende-aumentar-a-capacidade-do-gasbol-ate-2024/>>. Acesso em jul/2024.

EPBR. **O ano do mercado de gás em 10 atos; e o que esperar de 2024**. Dezembro, 2023a. Disponível em: <<https://epbr.com.br/o-ano-do-mercado-de-gas-em-10-atos-e-o-que-esperar-de-2024/>>. Acesso em jun/2024.

EPBR. **Porto do Açu tenta atrair siderurgia para consumir gás natural no Rio**. Agosto, 2023b. Disponível em: <<https://epbr.com.br/porto-do-acu-tenta-atrair-siderurgia-para-consumir-gas-natural-no-rio/>>. Acesso em mai/2024.

EPBR. **Compass mira GNL em pequena escala para 2025; veja os planos da Cosan para o gás**. Setembro, 2023c. Disponível em: <<https://epbr.com.br/compass-mira-gnl-em-pequena-escala-para-2025-veja-os-planos-da-cosan-para-o-gas/>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **OnCorp prevê iniciar segunda fase da obra de revitalização de Terminal de GNL em 2024**. Dezembro, 2023d. Disponível em: <<https://epbr.com.br/oncorp-preve-iniciar-segunda-fase-da-obra-de-revitalizacao-de-terminal-de-gnl-em-2024>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **O ano do mercado de gás em 10 atos; e o que esperar de 2024**. Dezembro, 2023e. Disponível em: <<https://epbr.com.br/o-ano-do-mercado-de-gas-em-10-atos-e-o-que-esperar-de-2024/>>. Acesso em mar/2024.

EPBR. **Antigo Comperj: Petrobras confirma UPGN do Gaslub para fim de 2024**. Setembro, 2023f. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-confirma-upgn-do-gaslub-no-antigo-comperj-para-fim-de-2024/>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **Como acordo entre Petrobras e Bolívia afeta dinâmica do mercado de gás.** Dezembro, 2023g. Disponível em: <<https://epbr.com.br/como-acordo-entre-petrobras-e-bolivia-afeta-dinamica-do-mercado-de-gas/>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **Gasbol vazio? Os impactos do novo arranjo do gás no Cone Sul.** Agosto, 2023h. Disponível em: <<https://epbr.com.br/gasbol-vazio-os-impactos-do-novo-arranjo-do-gas-no-cone-sul/>>. Acesso em mar/2024.

EPBR. **Importar gás argentino depende exclusivamente do consumidor brasileiro, diz VP da Rystad.** julho, 2024a. Disponível em: <<https://epbr.com.br/importar-gas-argentino-depender-exclusivamente-do-consumidor-brasileiro-diz-vp-da-rystad/#:~:text=A%20curto%20prazo%2C%20o%20envio,do%20take-or-pay.>>. Acesso em ago/2024.

EPBR. **O fim do terminal de GNL do Pecém e suas consequências.** Janeiro, 2024b. Disponível em: <<https://epbr.com.br/o-fim-do-terminal-de-gnl-do-pecem-e-suas-consequencias/#:~:text=O%20Contrato%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20Portu%C3%A1ria,foi%20transferida%20para%20a%20CIPP.>>. Acesso em mar/2024.

EPBR. **New Fortress conclui aquisição de Portocem e confirma transferência do projeto para o Pará.** Março, 2024c. Disponível em: <<https://epbr.com.br/new-fortress-conclui-aquisicao-de-portocem-e-confirma-transferencia-do-projeto-para-o-para/>>. Acesso em abr/2024.

EPBR. **TAG negocia com Petrobras conexão de Sergipe Águas Profundas à malha de gás.** Junho, 2024d. Disponível em: <<https://epbr.com.br/tag-negocia-com-petrobras-conexao-de-sergipe-aguas-profundas-a-malha-de-gas/>>. Acesso em jun/2024.

EPBR. **Abertura do mercado de gás do Nordeste é irreversível, diz diretor da PetroReconcavo.** Maio, 2024e. Disponível em: <<https://epbr.com.br/abertura-do-mercado-de-gas-do-nordeste-e-irreversivel-diz-diretor-da-petroreconcavo/>>. Acesso em jul/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIG: Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte.** Outubro, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf>. Acesso em jun/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural.** Novembro, 2019b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIG: Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte.** Novembro, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-531/EPE,%202020%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte%202020.pdf>>. Acesso em jul/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil**. Julho, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-487/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20onshore%20-%20Rev1.pdf>>. Acesso em dez/2023.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil**. Setembro, 2020c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-502/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20offshore%20-%20Rev1.pdf>>. Acesso em dez/2023.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural**. Dezembro, 2021a. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao640/Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PIPE.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PITER - Plano Indicativo de Terminais de Regaseificação**. Novembro, 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao620/PITER%202021.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Nota Técnica GNL de Pequena Escala: estudo de caso no Brasil**. Novembro, 2022a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-GNL-de-Pequena-Escala-Estudo-de-caso-no-Brasil.aspx>>. Acesso em abr/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**. 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT_Hidrog%C3%AAnio_Cinza.pdf>. Acesso em jun/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. 2022c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT_Hidrogenio_Azul.pdf>. Acesso em jun/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural**. 2022d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota_Tecnica_Hidrogenio_Turquesa_12.04.22.pdf>. Acesso em jun/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIG: Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte**. Dezembro, 2022e. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-710/PIG%202022_REV1.pdf>. Acesso em jul/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Projeções de Preços Nacionais de Gás Natural: Atualização Metodológica**. 2024a. Nota Técnica EPE/DPG/2024/NN. No prelo.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Plano Indicativo de Processamento e Escoamento – PIPE 2023**. Fevereiro, 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2023>>. Acesso em abr/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Sistema Infogás**. 2024c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-infogas>>. Acesso em jul/2024.

EQUINOR. **Equinor e parceiros anunciam decisão final de investimento para o BM-C-33, no Brasil**. Maio, 2023. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/20230508-decisao-final-de-investimento-bm-c-33>>. Acesso em mai/2024.

GAS DO PARÁ. **Pará vai fornecer gás natural a partir de 2024**. Abril, 2024. Disponível em: <<https://www.gasdopara.com.br/noticias/para-vai-fornecer-gas-natural-a-partir-de-2024>>. Acesso em mai/2024.

GASMIG. **Projeto Centro Oeste**. Fevereiro, 2024. Disponível em: <https://gasmig.com.br/wp-content/uploads/2024/02/Projeto_Centro_Oeste_Expansao-Rede-Gas-Natural.pdf>. Acesso em mai/2024.

ICE [ICE Endex]. **Dutch TTF Natural Gas Futures**. 2024. Disponível em: <<https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5439161&span=1>>. Acesso em jun/2024.

IEA [International Energy Agency]. 2023a. **Global Hydrogen Review 2023**. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>>. Acesso em jun/2024.

IEA [International Energy Agency]. 2023b. **Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity**. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf>>. Acesso em jun/2024.

JOGMEC [Japan Organization for Metals and Energy Security]. **Natural gas and LNG related information**. 2024. Disponível em: <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/nglng_en/index.html>. Acesso em jun/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Portaria Normativa n. 19/GM/MME/2021** de 16 de agosto de 2021. 2021a. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2021/portaria-normativa-n-19-gm-mme-2021.pdf/view>>. Acesso em mai/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Portaria Normativa nº 20/GM/MME**, de 16 de agosto de 2021. 2021b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2021/portaria-normativa-n-20-gm-mme-2021.pdf/view>>. Acesso em jul/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Gás para Empregar**. Comitês (Atas, Apresentações e Demais Documentos) - Comitê 2: Acesso ao mercado de Gás Natural. Dezembro, 2023a. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-2-acesso-ao-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em mai/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural**. Outubro, 2023b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/view>>. Acesso em mai/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Portaria Normativa n. 65/GM/MME/2023** de 6 de junho de 2023. 2023c. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2023/portaria-normativa-n-65-gm-mme-2023.pdf/view>>. Acesso em mai/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Dezembro, 2023d. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023>>. Acesso em mai/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Outubro, 2023e. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023/10-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-outubro-de-2023.pdf/view>>. Acesso em mar/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Anexo 3 - Homologação Datas de Tendência Geração Reunião de Maio de 2024 - 292ª Reunião do CMSE Ordinária (05-06-2024)**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2024/homologacao-datas-de-tendencia-geracao-reuniao-de-junho-de-2024_compressed.pdf/view>. Acesso em Jul/2024.

NFE [New Fortress Energy]. **New Fortress Energy Places Terminal Gas Sul LNG Terminal in Santa Catarina, Brazil into Operation**. Março, 2024a. Disponível em: <<https://ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/new-fortress-energy-places-terminal-gas-sul-lng-terminal-santa>>. Acesso em mai/2024.

NFE [New Fortress Energy]. **New Fortress Energy Completes Previously Announced Acquisition and Transfer of 1.6 GW, 15-year Contracted Power Asset in Brazil**. Março, 2024b. Disponível em: <<https://ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/new-fortress-energy-completes-previously-announced-acquisition>>. Acesso em mai/2024.

NTS [Nova Transportadora Associada de Gás]. **NTS e UFRJ apresentam estudo sobre os impactos socioeconômicos do Corredor Pré-Sal Sul e GASINF**. Novembro, 2023a. Disponível em: <<https://www.ntsbrasil.com/pt/blog/nts-e-ufrj-apresentam-estudo-sobre-os-impactos-so/>>. Acesso em mai/2024.

NTS [Nova Transportadora Associada de Gás]. **Consulta ao Mercado**. Novembro, 2023b. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/consulta_ao_mercado/>. Acesso em mai/2024.

NTS [Nova Transportadora Associada de Gás]. **DFP. Demonstrações financeiras Padronizadas**. Dezembro, 2023c. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/ea6d235f-eb6e-4bf5-82bc-6bc5698718c1/12d152db-5049-4939-60ab-1c3df842b722?origin=1/>>. Acesso em mai/2024.

NTS [Nova Transportadora Associada de Gás]. **Reunião virtual com a EPE** realizada em 06 de maio 2024.

ONCORP. **Reunião remota entre a EPE e representantes da Oncorp**, realizada em 03 de julho de 2023.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Petrobras aprova Plano Estratégico 2024-2028+ com investimentos de US\$ 102 bilhões**. Novembro, 2023a. Disponível em: <<https://noticias.petrobras.com.br/pt/institucional/petrobras-aprova-plano-estrategico-2024-2028-com-investimentos-de-us-102-bilhoes-23-11-2023/>>. Acesso em jun/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Petrobras contrata navio para Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia**. Outubro, 2023b. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-contrata-navio-para-terminal-de-regaseificacao-de-gnl-da-bahia>>. Acesso em mai/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Petrobras assina contrato para conclusão das obras da Unidade de Processamento de Gás Natural do Gaslub**. Março, 2023c. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-assina-contrato-para-conclusao-das-obras-da-unidade-de-processamento-de-gas-natural-do-gaslub>>. Acesso em jun/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Petrobras assina novo aditivo com boliviana YPFB**. Dezembro, 2023d. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-assina-novo-aditivo-com-boliviana-ypfb>>. Acesso em jul/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP)**. Mariana Cavassin Paes. Gerente Executiva Projeto de Desenvolvimento Produção. Agosto, 2023e. Sergipe Oil & Gas 2023. 16 e 17 agosto 2023. Aracaju. Disponível em: <http://sergipeoilgas.com.br/wp-content/uploads/2023/08/PETROBRAS-Projeto-Sergipe-Aguas-Profundas-SEAP-Mariana-Cavassin-Paes.pdf>. Acesso: nov. 2023.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Petrobras posterga prazo para contratação dos FPSOS para os Projetos SEAP-I e SEAP-II**. Fevereiro, 2024a. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-posterga-prazo-para-contratacao-dos-fpsos-para-os-projetos-seap-i-e-seap-ii#:~:text=A%20Petrobras%2C%20em%20manuten%C3%A7%C3%A3o%20ao,%2DI%20e%20SEAP%2DII>>. Acesso em jun/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. **Gás: conheça tudo sobre um mercado cheio de transformações**. Maio, 2024b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/quem-somos/gas>>. Acesso em mai/2024.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro SA]. **Oferta de regaseificação de Gás Natural Liquefeito.** 2024c. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/negocios/oferta-de-regaseificacao-de-gas>>. Acesso em abr/2024

PIPELINE TECHNOLOGY JOURNAL. **Argentina, Brazil Mull Reversing Flow of Bolivian Gas Pipeline to Export Natgas to Brazil.** Fevereiro, 2024. Disponível em: <<https://www.pipeline-journal.net/news/argentina-brazil-mull-reversing-flow-bolivian-gas-pipeline-export-natgas-brazil>>. Acesso em mar/2024.

PORTO DO AÇU. **Prumo prevê investimentos de R\$ 15 bi em projetos de transição energética no Porto do Açu.** Agosto, 2023. Disponível em: <<https://portodoacu.com.br/prumo-preve-investimentos-de-r-15-bi-em-projetos-de-transicao-energetica-no-porto-do-acu/>>. Acesso em mai/2024.

REPSOL SINOPEC. **Projeto Raia (BM-C-33): uma nova era para o gás natural.** Outubro, 2023. Disponível em: <<https://repsolsinopec.com.br/noticias/bm-c-33/>>. Acesso em abr/2024.

REUTERS. **Argentina builds case for exporting natgas to Brazil through Bolivia.** Abril, 2024a. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/energy/argentina-builds-case-exporting-natgas-brazil-through-bolivia-2024-04-01/>>. Acesso em mai/2024.

REUTERS. **Paraguay pushes rival bid for \$1.5 billion Argentina-Brazil gas connector.** Maio, 2024b. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/energy/paraguay-pushes-rival-bid-15-bln-argentina-brazil-gas-connector-2024-05-07/#:~:text=Paraguay%20is%20advancing%20talks%20with%20energy%20firms%20and,governme nt%20officials%20for%20Paraguay%20and%20Brazil%20told%20Reuters.>>. Acesso em jun/2024.

SCGÁS. **Santa Catarina é o terceiro maior estado em extensão de Rede de Gás Canalizado.** Março, 2024. Disponível em: <<https://www.scgas.com.br/scgas/site/noticias/santa-catarina-e-o-terceiro-maior-estado-em-extensao-de-rede-de-gas-canalizado>>. Acesso em abr/2024.

SECOM-MT [Secretaria de Comunicação do Estado de Mato Grosso]. **Executada pelo Governo do Estado, obra do gasoduto de Cuiabá está 97% concluída.** Outubro, 2023. Disponível em: <<https://www.secom.mt.gov.br/w/executada-pelo-governo-do-estado-obra-do-gasoduto-de-cuiab%C3%A1-est%C3%A1-97-conclu%C3%ADda>>. Acesso em abr/2024.

SUAPE. **Governo de Pernambuco anuncia instalação de terminal de gás em Suape no valor de R\$2 bilhões.** Dezembro, 2022. Disponível em: <<https://www.suape.pe.gov.br/pt/noticias/1730-governo-de-pernambuco-anuncia-instalacao-de-terminal-de-gas-em-suape-no-valor-de-r-2-bilhoes>>. Acesso em mai/2024.

S&P Global. **Price Assessments.** 2024. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments>>. Acesso em jun/2024.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. **TAG e GNA assinam Termo de Compromisso para desenvolvimento de estudos técnicos e de viabilidade visando interligar o Parque Termelétrico, no Porto do Açu, à rede de transporte de gás.** Dezembro, 2022a. Disponível em: <<https://ntag.com.br/press-releases/tag-e-gna-assinam-termo-de-compromisso-para>>

desenvolvimento-de-estudos-tecnicos-e-de-viabilidade-visando-interligar-o-parque-termeletrico-no-porto-do-acu-a-rede-de-transporte-de-gas/>. Acesso em abr/2024.

TAG [Transportadora Associada de Gás Natural]. **CELSE e TAG celebram a assinatura do Contrato de Conexão de Acesso para interligação do Terminal de GNL em Sergipe**. Junho, 2022b. Disponível em: <<https://ntag.com.br/press-releases/celse-e-tag-celebram-a-assinatura-do-contrato-de-conexao-de-acesso-para-interligacao-do-terminal-de-gnl-em-sergipe/>>. Acesso em set/2022.

TAG [Transportadora Associada de Gás Natural]. Institucional. **Gestão Empresarial. Resultados Financeiros. Relatório de Administração 2021**. Junho, 2022c. Disponível em: <<https://ntag.com.br/institucional/gestao-empresarial/>>. Acesso em set/2022.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. **TAG registra emissão de R\$ 600 mi em debêntures incentivadas**. Dezembro, 2023a. Disponível em: <<https://ntag.com.br/press-releases/tag-registra-emissao-de-r-600-mi-em-debentures-incentivadas/>>. Acesso em abr/2024.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. **Acesso ao Mercado de Gás**. Agosto, 2023b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-2-acesso-ao-mercado-de-gas-natural/apresentacao-tag-reuniao-c2-gt-ge-15-08-2023.pdf>>. Acesso em jul/2024.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. **Relatório Anual 2023**. Abril, 2024. Disponível em: <https://media.ntag.com.br/uploads/2024/04/Relatorio-Anual-2023-TAG_Site-compactado.pdf>. Acesso em ago/2024.

TBG [Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil]. **TBG assina o primeiro contrato de Conexão de Saída com a SCGÁS**. Agosto, 2023. Disponível em: <<https://www.tbg.com.br/-/tbg-assina-o-primeiro-contrato-de-conex%C3%A3o-de-sa%C3%ADa-com-a-scg%C3%81s>>. Acesso em abr/2024.

TGS [Terminal Gás Sul]. **TGS. O Projeto**. 2024. Disponível em: <<https://www.terminalgassul.com.br/o-projeto/>>. Acesso em mai/2024.

YPFB [Yacimientos Fiscales Petroliferos Bolivianos]. **Bolivia está lista para transportar gas natural desde Argentina hasta Brasil**. Junho, 2024. Disponível em: <<https://www.ypfbtransporte.com.bo/2024/06/19/bolivia-esta-lista-para-transportar-gas-natural-desde-argentina-hasta-brasil>>. Acesso em jun/2024.

Oferta de Biocombustíveis

ABIOVE. (2024). *Estatísticas*. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais, São Paulo. Acesso em: 13 de junho de 2024. Disponível em: www.abiove.org.br/estatisticas

ACELEN. (2024). *Acelen Renováveis*. Acesso em: 10 de abril de 2024. Disponível em: <http://www.acelenrenovaveis.com.br/sobre/acelen-renovaveis/negocios/>

ANEEL. (2021). *Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 24 de março de 2021. Disponível em: www.aneel.gov.br

ANEEL. (2022). *Geração Distribuída*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 29 de Junho de 2022. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalhe.asp?Tipo=2

ANEEL. (2024). *SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. Acesso em 06 de 01 de 2025. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>

ANP. (2021). *Resolução ANP nº 842, de 14 de maio de 2021*. Estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o comercializem em território nacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 10 de abril de 2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp?q=842&types=24>

ANP. (2023). *Resolução ANP nº 920, de 04 de abril de 2023*. Estabelece a especificação do biodiesel e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializem o produto em território nacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 26 de dezembro de 2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-920-2023-estabelece-a-especificacao-do-biodiesel-e-as-obrigacoes-quanto-ao-controle-da-qualidade-a-serem-atendidas-pelos-agentes-economicos-que-comercializem-o-produto-em-territorio-nacional>

ANP. (2024a). *Painel Dinâmico de Produtores de Etanol*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiMmRhZWU2NDUtZWY2Yi00NzI5LWJjMGQ0tNjIwNjE0MjM0MjEzIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9>

ANP. (2024b). *RenovaBio*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>

ANP. (2024c). *Dados Estatísticos*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>

ANP. (2024d). *Informações de Mercado*. Biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 22 de fevereiro de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/producao-de-biocombustiveis>

ANP. (2024e). *Autorização ANP nº 402, de 12 de julho de 2024*. Autoriza, em caráter especial, a comercialização, pela Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, de óleo combustível marítimo (bunker) com até 24% de biodiesel, em volume, observadas as respectivas especificações estabelecidas pela ANP para esses produtos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 22 de julho de 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/autorizacao-anp-n-402-de-12-de-julho-de-2024-572081788>

BIODIESELBR. (2022). *BsBios renova certificação que garante acesso ao mercado europeu*. Acesso em: 30 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/info/bsbios-renova-certificacao-que-garante-acesso-ao-mercado-europeu-010922>

BIODIESELBR. (2024). *JBS recebe autorização para começar a usar B100 em caminhões*. Acesso em 30 de maio de 2024. Disponível em <https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/info/jbs-recebe-autorizacao-para-comecar-a-usar-b100-em-caminhoes-130524#:~:text=JBS%20recebe%20autoriza%C3%A7%C3%A3o%20para%20come%C3%A7ar%20a%20usar%20B100%20em%20caminh%C3%B5es,-BiodieselBR.com%20%2D%2013&text=A%20JBS%20come%C3%A7ou%20a%20tirar,22%20mil%20litros%20de%20biocombust%C3%ADvel>

BRASIL. (1977). *Decreto nº 80.762, de 18 de novembro de 1977*. Consolida as disposições sobre o Programa Nacional do Alcool e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília. Acesso em 20 de setembro de 2022. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1970-1979/decreto-80762-18-novembro-1977-429703-publicacaooriginal-1-pe.html>

BRASIL. (2005). *Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005*. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília. Acesso em: 23 de setembro de 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm

BRASIL. (2016). *Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016*. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. Diário Oficial da União, Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 13 de março de 2024, disponível em <https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-no-13-263-de-23-de-marco-de-2016-21173394>

BRASIL. (2017a). *Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017*. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília. Acesso em: 13 de setembro de 2022. Disponível em: www.planalto.gov.br

BRASIL. (2017b). *Projeto de lei n.º 9.321-A, de 2017*. Estabelece o Programa Nacional do Bioquerosene para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção de energia à base de biomassas, visando à sustentabilidade da aviação brasileira. Câmara dos Deputados, Brasília. Acesso em 25 de março de 2020. Disponível em <https://www.camara.leg.br/>

BRASIL. (2021). *Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021*. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). Diário Oficial da União, Brasília. Acesso em 27 de novembro de 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm

BRASIL. (2022a). *Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022*. Define os combustíveis sobre os quais incidirá uma única vez o ICMS. Governo Federal, Brasília. Acesso em: 20 de junho de 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp192.htm

BRASIL. (2022b). *Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022*. Altera a Lei nº 5.172/1966, e a Lei Complementar nº 87/1996 para considerar bens e serviços essenciais os relativos aos combustíveis, à energia elétrica, às comunicações e ao transporte coletivo. Governo Federal, Brasília. Acesso em: 20 de junho de 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-complementar-n-194-de-23-de-junho-de-2022-410028232>

BRASIL. (2022c). Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as [Leis nºs 10.848](#), de 15 de março de 2004, e [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em: 15 de julho de 2024. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=14300&ano=2022&ato=c34MTQE1kMZpWT17f>

BRASIL. (2024). *Diário Oficial da União – Busca*. Acesso em: 30 de junho de 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/consulta/>.

BRASIL BIOFUELS. (2022). *BBF e Vibra, Ex-BR, vão produzir combustível para aviação com óleo de palma do Amazonas*. Brasil Biofuels, São Paulo. Acesso em 13 de junho de 2024. Disponível em <https://www.grupobbff.com.br/noticias/bbf-e-vibra-ex-br-vao-produzir-combustivel-para-aviacao-com-oleo-de-palma-no-amazonas/>

BRASIL, ÍNDIA. (2020). Memorando de Entendimento entre a República Federativa do Brasil e a República da Índia sobre Cooperação em Bioenergia. Governo Federal. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em: 13 de abril de 2023. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/memorando-de-entendimento-entre-a-republica-federativa-do-brasil-e-a-republica-da-india-sobre-cooperacao-em-bioenergia-272979713>

BUSINESS STANDARD. (2024). *India achieves 11.6% ethanol blend with petrol in first 4 months of 2023-24*. Business Standard, Nova Delhi. Acesso em: 10 de julho de 2024. Disponível em: https://www.business-standard.com/industry/agriculture/india-achieves-11-6-ethanol-blend-with-petrol-in-first-4-months-of-2023-24-124031200972_1.htmls

CAPAZ et. al. (2021). Capaz, R., Guida, E., Seabra, J., Osseweijer, P., & Posada, J. *Mitigating carbon emissions through sustainable aviation fuels: costs and potential*. Biofuels, Bioproducts and Biorefining, pp. 502-524. doi:<https://doi.org/10.1002/bbb.2168>

CASA CIVIL. (2021). *Aprovada a criação do Programa Combustível do Futuro*. Casa Civil, Brasília. 24 de abril de 2021, atualizado em 10 de novembro de 2022. Acesso em 10 de maio de 2024. Disponível em <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2021/abril/aprovada-a-criacao-do-programa-combustivel-dofuturo#:~:text=O%20Programa%20Combust%C3%ADvel%20do%20Futuro%2C%20que%20tem%20como,um%20passo%20na%20lideran%C3%A7a%20da%20transi%C3%A7%C3%A3o%20>

CCEE. (2024). *InfoMercado: Dados Individuais*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, São Paulo. Acesso em: 31 de março de 2024. Disponível em: www.ccee.org.br

CE. (2009). *Directiva 2009/28/CE* do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE. Comissão Europeia. Bruxelas: Jornal Oficial da União Europeia. Acesso em 04 de Julho de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=SK>

CE. (2018). *Clean Energy for All Europeans*. Comissão Europeia, Bruxelas. Acesso em 13 de abril de 2019. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/index_en

CE. (2023). *Diretiva das Energias Renováveis*. Comissão Europeia, Bruxelas. Acesso em: 04 de junho de 2024. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en?prefLang=pt&etrans=pta

CIBiogás. (2024). *Foz do Iguaçu recebe a primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil*. Acesso em: 14 de junho de 2024. Disponível em: <https://cibiogas.org/noticias/foz-do-iguacu-recebe-a-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-a-partir-de-biogas-do-brasil/>

CNPE. (2021a). *Resolução CNPE nº 6, de 20 de abril de 2021*. Determina a realização de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. Conselho Nacional Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 24 de maio de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320051164>

CNPE. (2021b). *Resolução CNPE nº 7, de 20 de abril de 2021*. Institui o Programa Combustível do Futuro e dá outras providências. Conselho Nacional de Política Energética. Diário Oficial da União, Brasília. Acesso em: 14 de maio de 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/ResoluesCNPE7_2021.pdf

COGEN. (2009). *Bioeletricidade - Reduzindo emissões e agregando valor ao sistema elétrico*. Associação da Indústria de Cogeração de Energia.

CONAB. (2024). *Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar*. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras>

COPERSUCAR. (2024). *Copersucar e Geo anunciam parceria para desenvolver tecnologia no Brasil para produção de SAF a partir de biogás*. Acesso em: 02 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.copersucar.com.br/release/copersucar-e-geo-anunciam-parceria-para-desenvolver-tecnologia-no-brasil-para-producao-de-saf-a-partir-de-biogas/>

DIÁRIO DO COMÉRCIO. (2023). *Taxa de importação de etanol volta a ser aplicada em todo o País*. Diário do Comércio, Belo Horizonte. Acesso em: 03 de março de 2023. Disponível em: <https://diariodocomercio.com.br/agronegocio/taxa-de-importacao-de-etanol-volta-a-ser-aplicada-em-todo-o-pais/t>

EERE. (2023). *Alternative Fuels Data Center: Biodiesel Blends*. Departamento de Energia dos Estados Unidos, Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável, Washington DC. Acesso em: 08 de agosto de 2023. Disponível em: https://afdc.energy.gov/fuels/biodiesel_blends.html

EIA. (2024a). *Monthly Energy Review: Renewable Energy*. Total Energy Data. Departamento de Energia dos Estados Unidos, Agência de Informações de Energia, Washington DC. Acesso em: 12 de julho de 2024. Disponível em: www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm

EIA. (2024b). *Petroleum and Other Liquids*. Departamento de Energia dos Estados Unidos, Agência de Informações de Energia, Washington DC. Acesso em: 12 de julho de 2024. Disponível em: www.eia.gov/petroleum/data.php.

EIA. (2022b). *Renewables & Alternative Fuels*. Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, Agência de Informações de Energia, Washington DC. Acesso em 20 de junho de 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/renewable/>

ELETROBRAS. (2021). PROINFA. (C. E. Brasileiras, Produtor). : Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras. Acesso em Junho de 2021. Disponível em: www.eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx

EMBRAPA. (2021). *Artigo: Macaúba: uma palmeira nativa na Bioeconomia*. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. Acesso em: 05 de julho de 2022. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/63538001/artigo-macauba-uma-palmeira-nativa-na-bioeconomia>

EPA. (2023). *Final Renewable Fuels Standards Rule for 2023, 2024, and 2025*. Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, Washington DC. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2023-07-12/pdf/2023-13462.pdf>

EPE. (2015). *Plano decenal de expansão de energia 2024*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: www.epe.gov.br

EPE. (2016). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2015*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: www.epe.gov.br

EPE. (2018). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2017*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: www.epe.gov.br

EPE. (2020). *Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo diesel*. Empresa de Pesquisa Energética, Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/pu>

EPE. (2022). *Balanço Energético Nacional 2022: Ano-base 2021*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: www.epe.gov.br

EPE. (2023a). *Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2023 – 2032*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: www.epe.gov.br

EPE. (2023b). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis 2022*. Empresa de Pesquisa Energética, Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-2022>

EQUIPAV. (2009). *Uso da palha da cana-de-açúcar*. EQUIPAV, São Paulo.

EUA. (2007). *Ato de Independência e Segurança Energética de 2007*. Congresso dos Estados Unidos da América, Washington DC. Acesso em: 05 de julho de 2022. Disponível em : <https://www.congress.gov/search?searchResultViewType=expanded&q=%7B%22source%22%3A%22legislation%22%2C%22search%22%3A%22%5C%22energy+independence+and+security+act%5C%22%22%2C%22congress%22%3A110%7D>

FAO. (2012). *World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision*. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em: 03 de Agosto de 2022. Disponível em: <https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/79851acc-537d-4238-be04-3f6d26c5911f/content>

FAO. (2023). *Agricultural Outlook 2023-2032*. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em: 03 de Agosto de 2023. Disponível em: <https://openknowledge.fao.org/home>

GEO. (2024). *Geo e Copersucar irão produzir biocombustíveis avançados*. Acesso em: 26 de maio de 2024. Disponível em: <https://geobiogas.tech/noticias/geo-bio-gascarbon-e-copersucar-irao-produzir-biocombustiveis>

GRANBIO. (2024). *BioFlex I: Produção de Biocombustível*. Granbio, São Paulo. Acesso em: 12 de junho de 2024. Disponível em: <http://www.granbio.com.br/conteudos/bioflex-biocombustiveis/>

HSIEH, C. C.; FELBY, C. (2017). *Biofuels for the marine shipping sector. An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations*. International Energy Agency - Bioenergy. Task 39. University of Copenhagen.

IATA. (2021). *Net-Zero Carbon Emissions by 2050*. Acesso em: 27 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.iata.org/en/pressroom/pressroom-archive/2021-releases/2021-10-04-03/>

IBGE. (2024). *Levantamento Sistemático da Produção Agrícola*. Banco de Tabelas estatísticas. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Acesso em 28 de junho de 2024. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/home/lspa>

ICAO. (2024). *CORSIA Default Life Cycle Emissions Values for CORSIA Eligible Fuels*. Acesso em 20 de julho de 2024. Disponível em: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Eligible_Fuels/ICAO%20document%2006%20-%20Default%20Life%20Cycle%20Emissions%20-%20March%202024.pdf

IEA. (2004). *Biofuels for transport – an international perspective*. International Energy Agency. Acesso em: 05 de julho de 2024. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>

IEA. (2024). *Renewables 2023*, IEA, Paris. Acesso em: 05 de julho de 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>

IMEA. (2017). *Clusters de etanol de milho em Mato Grosso*. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá.

INDEX MUNDI. (2024). *Commodity Prices Indices*. Soybean and Palm Oil. INDEX MUNDI. Acesso em 20 de novembro de 2023. Disponível em: <https://www.indexmundi.com/commodities/>

- IPCC. (2014). *Greenhouse Gas Emissions by Economic Sectors*. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change. Acesso em: 15 de Agosto de 2022. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>
- ISO. (2023). *Sugar Year Book 2023*. International Sugar Organization, Londres.
- ISO. (2024). *Petroleum products — Fuels (class F) — Specifications of marine fuels*. International Organization for Standardization. Edição 7, 2024. (ISO Standard No. 8217:2024)
- ITAUBBA. (2021). *Perspectivas – Diagnóstico Financeiro do Setor Sucroenergético*. Fonte: Comunicação Pessoal
- LNBR. (2022). *Laboratório Nacional de Biorrenováveis*. Comunicação Pessoal, 2022.
- LOGUM. (2023). *O Sistema Logum*. Logum Logística S.A, Rio de Janeiro. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <http://www.logum.com.br/php/o-sistema-logum.php>
- LOGUM. (2024). *Informações ANP*. Logum Logística S.A, Rio de Janeiro. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <http://www.logum.com.br/php/informacoes-anp.php>
- MAPA. (2024). *Sustentabilidade/Agroenergia*. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília. Acesso em 10 de junho de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia>
- MCKINSEY&COMPANY. (2022). *The Inflation Reduction Act: Here's what's in it*. McKinsey & Company, Nova Iorque. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/public-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it#/>
- MDIC. (2024). *Estatísticas de Comércio Exterior*. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, Secretaria de Comércio Exterior, Brasília. Acesso em 26 de março de 2024, disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>
- MILANEZ et all. (2014). MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; XAVIER, C. E. O.; KULAY, L.; DONKE, C. G.; MATSUURA, M. I. S. F.; RAMOS, N. P.; MORANDI, M. A. B.; BONOMI, A.; CAPITANI, D. H. D.; CHAGAS, M. F.; CAVALETT, Otávio; GOUVEIA, V. L. R. *A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política*. Revista BNDES, v. 41, p. 147-208. Acesso em 02 de janeiro de 2019. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>
- MME. (2024). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia (MME), nº206, abril 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2024>. Acesso em: 05 de setembro de 2024.
- MPNG. (2022). *National Policy on Biofuels 2018*. Amendment, 2022. Ministério do Petróleo e Gás Natural da Índia, Nova Delhi. Acesso em: 10 de julho de 2022. Disponível em: <https://mopng.gov.in/en/page/>

- NOVACANA. (2021). Faturamento das maiores empresas. NovaCana. Acesso em 15 de julho de 2021. Disponível em <https://www.novacana.com/data/dados/>
- NOVACANA. (2022). *Levantamentos dos investimentos em brownfields de cana*. Acesso em: 06 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.novacana.com/>
- PETROBRAS. (2013). *Combustíveis Marítimos*. Informações Técnicas. Versão 1.1. Elaborada em: 4/4/2013. PETROBRAS, Rio de Janeiro. Acesso em 29 de setembro de 2020. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/>
- PETROBRAS. (2024a). *É possível plantar combustível? Conheça o novo Diesel R!*. PETROBRAS, Rio de Janeiro. Acesso em 26 de agosto de 2024. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/e-possivel-plantar-combustivel-conheca-o-novo-diesel-r>
- PETROBRAS. (2024b). *Deep Dive Petrobras 2024*. 30 de janeiro de 2024. Petrobras S.A. Acesso em: 10 de maio de 2024. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/50260c46-95a5-4c64-599d-b7a64ed47752?origin=1>
- PETROBRAS. (2025). *Plano Estratégico 2050: Plano de Negócios Petrobras 2025 – 2029*. Acesso em 26 de dezembro de 2024. Disponível em: [4c9eccc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82](https://www.petrobras.com.br/pt-br/planos-e-projecoes/plano-estrategico-2050)
- PROJETO SUCRE (2019). *Guia de Boas Práticas de Remoção da Palha da Cana-de-Açúcar*. Outubro de 2019. Acesso em 13 de junho de 2022. Disponível em: <https://lnbr.cnpem.br/wp-content/uploads/2020/07/Tutorial-Mapas-de-Palha-Projeto-SUCRE.pdf>
- RAÍZEN. (2021). *Avisos, Fatos Relevantes e Comunicados*. RAÍZEN. Acesso em 05 de outubro de 2021. Disponível em <https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/avisos-comunicados-e-fatos-relevantes/>
- RAÍZEN. (2024). *Raízen inaugura maior planta de etanol de segunda geração do mundo*. Raízen Energia S.A., São Paulo. Acesso em: 12 de junho de 2024. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-inaugura-maior-planta-de-etanol-de-segunda-geracao-do-mundo>
- RFA. (2024). *Ethanol Industry Outlook*. Associação de Combustíveis Renováveis, Missouri - USA. Acesso em: 09 de julho de 2024. Disponível em: <https://ethanolrfa.org/resources/annual-industry-outlook>
- SENAI. (2023). *Brasil inaugura primeira planta piloto para produzir combustível sustentável de aviação; infraestrutura foi instalada no RN*. Acesso em: 05 de maio de 2024. Disponível em: <https://www.rn.senai.br/brasil-inaugura-primeira-planta-piloto-para-produzir-combustivel-sustentavel-de-aviacao-infraestrutura-foi-instalada-no-rn/>
- TIMES OF INDIA. (2021). *Govt paving way for entry of E-20 vehicles in 5 years*. The Times of India, Gurugram, Índia. Acesso em 12 de junho de 2021. Disponível em : <https://timesofindia.indiatimes.com/auto/news/govt-paving-way-for-entry-of-e-20-vehicles-in-5-years/articleshow/80091695.cms>
- TOLMASQUIM, M. T. (2016). *Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear*. EPE, Rio de Janeiro.

TRENDSCE. (2021). *Hub de Hidrogênio Verde no Ceará promete fortalecer economia e meio ambiente*. TrendsCE, Fortaleza/CE. Acesso em 18 de junho de 2021. Disponível em <https://www.trendsce.com.br/2021/02/19/hub-de-hidrogenio-verde-no-ceara-promete-fortalecer-economia-e-meio-ambiente/>

UDOP. (2023). *Sistema de dutos de etanol da Logum inicia operação completa*. União Nacional da Bioenergia, Araçatuba/SP. Acesso em: 12 de junho de 2024. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2022/11/14/etanolduto-da-logum-ganha-musculatura-no-sudeste-do-pais.html>.

UNICA. (2024). UNICADATA. *União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia*, São Paulo. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: <https://observatoriodacana.com.br/>

USDA. (2023a). *Biofuels Annual: China*. Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, Serviço de Agricultura Estrangeira, Washington DC. Acesso em: 09 de julho de 2024. Disponível em: <https://fas.usda.gov/data/china-biofuels-annual-9>

USDA. (2023b). *Biofuels Annual: Indonesia*. Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, Serviço de Agricultura Estrangeira, Washington DC. Acesso em: 09 de julho de 2024. Disponível em: <https://fas.usda.gov/data/indonesia-biofuels-annual-7>

USDA. (2023c). *Biofuels Annual: India*. Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, Serviço de Agricultura Estrangeira, Washington DC. Acesso em: 06 de maio de 2024. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_New%20Delhi_India_IN2023-0039

USP. (2023). Cidade Universitária terá a primeira estação de hidrogênio renovável a partir do etanol do mundo. Jornal da USP, São Paulo. Acesso em 26 de julho de 2024, disponível em <https://jornal.usp.br/?p=671225>

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

ANEEL. **Resolução Normativa nº 801/2017** de 19 de dezembro de 2017.

ANP. **Sistema de Levantamento de Preços**. Disponível em preco.anp.gov.br, acesso em julho de 2023.

Cole, W. e Karmakar, A., 2023. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-85332. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Fevereiro de 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, **Balanco Energético Nacional 2023 – BEN 2023**. Ano base 2022. EPE, 2023a.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **White paper - conceitos e indicadores de eficiência energética**. Disponível em: [White paper - conceitos e indicadores de eficiência energética.pdf \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/White%20paper%20-%20conceitos%20e%20indicadores%20de%20eficiencia%20energetica.pdf). EPE, 2023b.

JANNUZZI, G; SWISHER, J; REDLINGER, R. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: oferta, demanda e suas interfaces. Disponível em: [IEI - International Energy Initiative - Brasil \(iei-brasil.org\)](http://iei-brasil.org). 2018.

MORIMOTO, M.; CARMO, P.; CHIHAYA, W. **Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Geração de Energia em Horário de Ponta no Campus Ecoville da Universidade Tecnológica Federal do Paraná na Cidade de Curitiba**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2017.

RIBEIRO, V. e CRUZ, A. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de Grupo Gerador. **Anais do XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica**, UNIFACS, 2017.

SCHMIDT et al. **Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies**. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100, January 2019.

CNI [Confederação Nacional da Indústria]. **Indústria de A-Z: Entenda o que é Custo Brasil e como ele impacta o país**. Disponível em <https://www.portaldaindustria.com.br/industria-de-a-z/o-que-e-custo-brasil> Acesso em: nov/2023.

FGV [Fundação Getúlio Vargas]. **Indicadores anuais de produtividade**. Observatório da Produtividade Regis Bonelli, 2023. Disponível em <https://ibre.fgv.br/observatorio-produtividade/temas/categorias/pt-anual>. Acesso em: nov/2023.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Navigating Global Divergences**. Washington, DC: oct, 2023. Disponível em <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>. Acesso em nov/2023.

_____. **Projeção da população: Brasil e unidades da federação: revisão 2018**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018. Acesso em nov/2023.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 3º trimestre de 2023**. Brasília, 2023

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio: Brasil 2022/23 a 2032/33**. Brasília: MAPA, 2023.

Análise Socioambiental

ACTIONAID et al. 2024. Salvaguardas Socioambientais para energia renovável. Disponível em: https://nordestepotencia.org.br/wp-content/uploads/2024/02/Salvaguardas_Socioambientais_Renovaveis.pdf. Acesso em: maio 2024.

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. 2024. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2023: informe anual / Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Brasília : ANA, 2024. Disponível em: [conjunturainforme2023.pdf](#) (snirh.gov.br). Acesso em: ago. 2024.

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. 2024a. CORSIA. Disponível em: [CORSIA — Agência Nacional de Aviação Civil \(Anac\) \(www.gov.br\)](http://www.gov.br). Acesso em: jul. 2024

____. 2024b. Resolução n. 743, de 15 de maio de 2024. Disponível em: [RESOLUÇÃO Nº 743, 15/05/2024 — Agência Nacional de Aviação Civil ANAC](#). Acesso em: jul. 2024

____. 2024c. Portaria n. 15.007, de 10 de julho de 2024. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=12/07/2024&jornal=515&pagina=115&totalArquivos=283>. Acesso em: jul. 2024

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Aneel n. 954, de 30 de novembro de 2021. Altera as Resoluções Normativas nº 77, de 18 de agosto de 2004, nº 247, de 21 de dezembro de 2006, nº 559, de 27 de junho de 2013, nº 583, de 22 de outubro de 2013, nº 666, de 23 de junho de 2015 e nº 876, de 10 de março de 2020, para estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html. Acesso em: ago. 2024.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2024. Relatório sobre a implementação do marco regulatório de captura, uso e armazenamento (ou estocagem) de carbono (CCUS) no Brasil. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/relatorioccusstm24.04.09.pdf. Acesso em jul. 2024

____. 2023. Relatório Resolução CNPE nº 5/2022. Disponível em: [relatorio-resolucao-cnpe05-2022.pdf \(www.gov.br\)](#). Acesso em: ago. 2024.

BRASIL. 2024. Fatos sobre a Mudança do Clima no Brasil. Plano Nacional de Mudança do Clima – Plano Clima Adaptação. Não publicado.

____. Lei n. 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono; dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono; institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono; institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro); cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC); e altera as Leis nºs 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em: [L14948 \(planalto.gov.br\)](#). Acesso em: ago. 2024.

____. Lei n. 14.993, de 9 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014; e revoga dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: [L14993 \(planalto.gov.br\)](#). Acesso em: outubro de 2024.

____. Lei n. 14.119, de 13 de janeiro de 2021. Institui a Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais; e altera as Leis nos 8.212, de 24 de julho de 1991, 8.629, de 25 de fevereiro de 1993, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973, para adequá-las à nova política. Disponível em: [Portal da Câmara dos Deputados \(camara.leg.br\)](#). Acesso em: ago. 2024.

_____. Lei n. 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. Disponível em: [L12187 \(planalto.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/leis/2009/12/29/12187.htm). Acesso em: ago. 2024.

_____. Lei n. 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Disponível em: [L9433 \(planalto.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/leis/1997/01/08/9433.htm). Acesso em: ago. 2024.

_____. Decreto n. 11.648, de 16 de agosto de 2023. Institui o Programa Energias da Amazônia. Disponível em: [D11648 \(planalto.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/decree/2023/08/16/11648.htm). Acesso em: ago. 2024.

_____. Decreto n. 11.550, de 5 de junho de 2023. Dispõe sobre o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. Disponível em: [D11550 \(planalto.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/decree/2023/06/05/11550.htm). Acesso em: ago. 2024.

_____. Decreto n. 11.003, de 21 de março de 2022. Institui a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano. Disponível em: [D11003 \(planalto.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/decree/2022/03/21/11003.htm). Acesso em: out. 2022.

_____. Decreto n. 11.043, de 13 de abril de 2022. Aprova o Plano Nacional de Resíduos Sólidos. Disponível em: [DECRETO Nº 11.043, DE 13 DE ABRIL DE 2022 - DECRETO Nº 11.043, DE 13 DE ABRIL DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional \(in.gov.br\)](http://www.planalto.gov.br/legis/decree/2022/04/13/11043.htm). Acesso em: ago. 2024.

_____. Senado Federal. Projeto de Lei n. 182, de 2024. Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE); e altera as Leis n. 12.187, de 29 de dezembro de 2009, 12.651, de 25 de maio de 2012 (Código Florestal), 6.385, de 7 de dezembro de 1976, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973 (Lei de Registros Públicos). Disponível em: [PL 182/2024 - Senado Federal](http://www.senado.gov.br/proposicoes-web/proposicoes-legislativas/pl182/2024). Acesso em: ago. 2024.

_____. Senado Federal. Projeto de Lei n. 1.425, de 2022. Disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/153342>. Acesso em: ago. 2024.

_____. Senado Federal. Projeto de Lei n. 528, de 2020. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; e altera as Leis n. 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/162696>. Acesso em: ago. 2024.

_____. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei n. 4,516, de 2023. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, o Programa Nacional de Diesel Verde e o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/>

[prop_mostrarintegra?codteor=2329290&filename=Tramitacao-PL%204516/2023](#). Acesso em: ago. 2024

_____. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei n. 2.148, de 2015. Estabelece redução de tributos para produtos adequados à economia verde de baixo carbono. Disponível em: [Portal da Câmara dos Deputados \(camara.leg.br\)](#). Acesso em: ago. 2024.

_____. 2023a. Portaria SG/PR n. 165, de 8 de setembro de 2023. Institui Mesa de Diálogo "Energia Renovável: direitos e impactos". DOU de 11 de setembro de 2023 – Edição 173 – Seção 1 – Página 1. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-sg/pr-n-165-de-8-de-setembro-de-2023-508617478>. Acesso em: ago. 2024.

_____. 2023b. Contribuição Nacionalmente Determinada – Brasil NDC 2023 (3ª atualização). Acordo de Paris. Disponível em: [NDC-1.4-Brasil-27-out-2023-portugues.pdf \(mma.gov.br\)](#). Acesso em: ago. 2024.

CIM – Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. Resolução n. 4, de 14 de setembro de 2023. Dispõe sobre a instituição de Grupo Técnico de Natureza Temporária com o objetivo de elaborar proposta de regulamentação e implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões - SBCE. Disponível em: [RESOLUCAO-No-4-DE-14-DE-SETEMBRO-DE-2023-RESOLUCAO-No-4-DE-14-DE-SETEMBRO-DE-2023-DOU-Imprensa-Nacional.pdf \(sopesp.com.br\)](#) Acesso em: ago. 2024.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução n. 5, de 23 de junho de 2022. Dispõe sobre medidas de estímulo ao desenvolvimento de campos ou acumulações de hidrocarbonetos de economicidade marginal, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-cnpe-5-2022.pdf>. Acesso em: ago. 2024.

_____. Resolução n. 7, de 20 de abril de 2021. Institui o Programa Combustível do Futuro de cria o Comitê técnico combustível do Futuro e dá outras providências. Disponível em: [DESPACHO DO PRESIDENTE DA REPÚBLICA - D...DA REPÚBLICA - DOU - Imprensa Nacional \(www.gov.br\)](#) Acesso em: ago. 2024.

_____. Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/publicada-resolucao-do-cnpe-que-aprova-plano-de-recuperacao-de-reservatorios/Plano_de_Recuperacao_dos_Reservatorios_PRR_Final_11_07_2022.pdf. Acesso em: ago. 2024.

_____. 2023. Resolução n. 3, de 20 de março de 2023. Altera a Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018, que dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/ResCNPE32023.pdf>. Acesso em: ago de 2024.

_____. 2023. Resolução nº 8, de 19/12/2023. Reduz o prazo para os aumentos dos teores de biodiesel, previstos pela Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018, alterada pela Resolução CNPE nº 3, de 20 de março de 2023, com base em estudos de oferta, demanda e

impactos econômicos. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/ResolucaoCNPE8Publicada.pdf>. Acesso em: ago de 2024.

ELETRONBRAS. 2024. Acompanhamento da operação dos sistemas isolados. Disponível em: [Operação \(eletronbras.com.br\)](https://www.eletronbras.com.br/Operacao).

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2024a. Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2034. Nota Técnica.

_____. 2024b. Captura, armazenamento e utilização de carbono no Brasil: Contribuições para a seleção de áreas de interesse Disponível em: [Publicações \(epe.gov.br\)](https://publicacoes.epe.gov.br) Acesso em jul. 2024.

_____. 2024c. Balanço Energético Nacional 2024 – ano base 2023. Disponível em: [Publicações \(epe.gov.br\)](https://publicacoes.epe.gov.br). Acesso em: ago. 2024

____. 2024d. Mercado Internacional de Petróleo. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-809/Bloco%20%20-%20Mercado%20Internacional%20Petr%C3%B3leo_Intensidade%20de%20Carbono.pdf. Acesso em: set. 2024

____. 2023a. Escassez Hídrica em 2021 Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade. Nota Técnica NT-001/2023-EPE/DEE-DEA. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-766/NT-EPE-DEE-DEA-001-2023_Escassez_Hidrica_2021_Diagnostico_e_Oportunidades.pdf. Acesso em ago. 2024.

_____. 2023b. Fact Sheet Captura e Armazenamento de Carbono. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/fact-sheet-captura-e-armazenamento-de-carbono>. Acesso em jul. 2024.

_____. 2023c. Captura e armazenamento de carbono biogênico: Bio-CCS. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/captura-e-armazenamento-de-carbono-biogenico-bio-ccs>. Acesso em jul. 2024.

_____. 2023d. Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas. Revisão Bibliográfica. Dezembro 2023. Nota Técnica NT-016/2023-EPE-DEA-SMA. Disponível em: [Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico às Mudanças Climáticas \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/fortalecimento-da-resiliencia-do-setor-elétrico-em-resposta-a-s-mudancas-climaticas). Acesso ago. 2024.

_____. 2022a. BiodivEPE - Biodiversidade no Planejamento de Projetos de Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/biodivepe-biodiversidade-no-planejamento-de-projetos-de-energia>. Acesso em: ago. 2024.

_____. 2022b. Estruturação e modelagem de base de dados de indicadores e estatísticas socioambientais de riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia. Documento base. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/acesso-a-informacao/participacao-social/Documents/BMC-D-60-600.0002A-RE-R0-Com%20anexo.pdf>. Acesso em: ago. 24.

_____. 2022c. Apresentação da metodologia e dos fatores de emissão utilizados para as estimativas de emissão de GEE nos planos de energia, no BEN e demais produtos da EPE. Informativo Técnico 011/2022-EPE-DEA-SMA. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/SiteAssets/Paginas/Emissoes-de-Gases-de-Efeito-Estufa/Informativo%20Tecnico_11-2022_fatores%20de%20emiss%C3%A3oSMA.pdf. Acesso em: ago. 2024.

_____. 2019a. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada. Nota Técnica NT-088/2019-EPE-DEE. Disponível em: [Repotenciação de usinas hidrelétricas \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE_DEE_NT_029_2019_r0_%20Usinas%20h%C3%ADbridas.pdf#search=usinas%20h%C3%ADbridas). Acesso em: ago. 2024.

_____. 2019b. Usinas híbridas no contexto do planejamento energético. Nota Técnica NT-029/2019-EPE-DEE. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE_DEE_NT_029_2019_r0_%20Usinas%20h%C3%ADbridas.pdf#search=usinas%20h%C3%ADbridas. Acesso em: ago. 2024.

_____. 2012. Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada. Nota Técnica NT-019/2012-EPE-DEA-SMA. Disponível em: [http:// https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-253/topico-317/20121227_3\[1\].pdf#search=Metodologia%20para%20a%20An%C3%A1lise%20Socioambiental%20Integrada](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-253/topico-317/20121227_3[1].pdf#search=Metodologia%20para%20a%20An%C3%A1lise%20Socioambiental%20Integrada). Acesso em: ago. 2024.

Gaja e Abeeólica. 2024. Guia de Boas Práticas Socioambientais para o Setor Eólico. Disponível em: [O QUE É ESG? - ABEEólica \(abeeolica.org.br\)](https://abeeolica.org.br). Acesso em: ago. 2024.

GEF Biogás Brasil - Fundo Global para o Meio Ambiente. 2024. Projeto Aplicações do Biogás na Agroindústria Brasileira. Sobre o Projeto. Disponível em: [Sobre o Projeto - GEF Biogás Brasil \(gefbiogas.org.br\)](https://gefbiogas.org.br). Acesso em: ago. 2024.

Global Methane Pledge. 2022. Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach. About the Global Methane Pledge. Disponível em: <https://www.globalmethanepledge.org/>. Acesso em: ago. 2024.

ICAO – International Civil Aviation Organization. 2024. Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). Disponível em: [Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation \(CORSIA\) \(icao.int\)](https://www.icao.int/corsia/). Acesso em: jul. 2024.

IEA – International Energy Agency. 2024. Greenhouse Gas Emissions from Energy Highlights. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy-highlights>. Acesso em: set. 2024.

IMO – International Maritime Organization. 2024a. Revised GHG reduction strategy for global shipping adopted. Disponível em: [Revised GHG reduction strategy for global shipping adopted \(imo.org\)](https://www.imo.org/en/pressroom/2024/01/2024-01-10-revised-ghg-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted/). Acesso em: jul. 2024.

_____. 2024b. IMO has agreed on an illustration of a possible draft outline of an “IMO net-zero framework” for cutting greenhouse gas emissions (GHG) from international shipping. Disponível em: [IMO agrees possible outline for maritime “net-zero framework”](https://www.imo.org/en/pressroom/2024/01/2024-01-10-revised-ghg-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted/). Acesso em: jul. 2024.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 2022a. AR6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: [Reports — IPCC](#). Acesso em: ago. 2024.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. 2021. Plano Setorial para Adaptação à Mudança do Clima e Baixa Emissão de Carbono na Agricultura (2020-2030). Disponível em: [Plano Setorial para Adaptação à Mudança do Clima e Baixa Emissão de Carbono na Agricultura 2020-2030 \(1\).pdf](#). Acesso em: ago. 24.

MARINHA DO BRASIL. 2024. Planejamento Espacial Marinho. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/secirm/psrm/pem>. Acesso em: jun. 2024.

MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações. 2021. IV Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-de-referencia-setorial>. Acesso em ago. 2024.

MDR - Ministério do Desenvolvimento Regional. PNRH – Plano Nacional de recursos Hídricos. Plano de Ação: Estratégia Nacional para o gerenciamento dos recursos hídricos 2022-2040. Disponível em: https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/plano-nacional-de-recursos-hidricos-1/Plano%20de%20Acao%20e%20Anexo%20Normativo%20para%20apreciacao%20do%20CNRH/plano-de-acao_pnrhv2022_cnrh-versaofinal-22-03-21.pdf. Acesso em: ago. 2024.

MMA – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. 2023. MMA organiza seminário para proteção e uso sustentável da costa. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/noticias/governo-retoma-iniciativa-para-protecao-e-uso-sustentavel-da-costa-marinha-brasileira>. Acesso em: maio 2024.

_____. 2022b. Programa Metano Zero. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/climaozoniodesertificacao/ProgramaMetanoZero.pdf>. Acesso em: ago. 2024.

MME – Ministério de Minas e Energia. 2024a. H2Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/h2-brasil>. Acesso em: jul. 2024

_____. 2024b. Consulta Pública n. 167, de 04/06/2024. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=6492352&detalharConsulta=true&entryId=6492354. Acesso em: jul. 2024.

Nações Unidas Brasil. 2024. Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil – Energia Limpa e Acessível. Disponível em: [Sustainable Development Goal 7: Energia limpa e acessível | As Nações Unidas no Brasil](#). Acesso em: ago. 2024.

Petrobras. 2024a. Programa de captura de carbono (CCUS) da Petrobras é o maior do mundo em volume. Disponível em: [Veja o maior programa de captura de carbono \(CCUS\) do mundo \(petrobras.com.br\)](#). Acesso em: jul. 2024.

____. 2024b. Petrobras, Findes e Governo do Espírito Santo assinam protocolo para Captura e Armazenamento de CO₂ e produção de hidrogênio de baixo carbono Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-finde-e-governo-do-espírito-santo-assinam-protocolo-para-captura-e-armazenamento-de-co2-e-producao-de-hidrogenio-de-baixo-carbono>. Acesso em: ago. 2024.

SECIRM – Secretaria da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar. 2024. Portaria nº 34/SECIRM, de 15 de maio de 2024. Nomeia os representantes titulares e respectivos suplentes para comporem o Subgrupo do PEM tecnicamente capacitado para prover o apoio necessário à implementação do Planejamento Espacial Marinho no Brasil.

SEEG – Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa. 2024. Emissões Totais. Disponível em: [SEEG - Sistema de Estimativa de Emissão de Gases](#). Acesso em: ago. 2024.

Transição Energética

Transição Energética / Cenários

BID, CEBRI, CENERGIA e EPE [Banco Interamericano de Desenvolvimento, Centro Brasileiro de Relações Internacionais, Centro de Economia Energética e Ambiental e Empresa de Pesquisa Energética]. **Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil**. Programa de Transição Energética. Fev, 2023. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf. Acesso em abr/2024.

IEA [Agência Internacional de Energia]. **World Energy Outlook 2023**. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> Out, 2023. Acesso em: abr/2024.

_____. **Critical minerals in clean energy transition**. 2021. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf> Acesso em abr/2024.

IRENA [Agência Internacional de Energias Renováveis]. **World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5 °C Pathway**. Abu Dhabi. 2023 Disponível em https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2023.pdf?rev=db3ca01ecb4a4ef8accb31d017934e97. Acesso em: abr/2024.

OPEC [Organização dos Países Exportadores de Petróleo]. **World Oil Outlook**. Vienna, Austria: out, 2023. Disponível em https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm. Acesso em jun/2024.

Transição Energética / Desafios Socioambientais da Transição Energética

BRICS Energy Research Cooperation Platform. **BRICS Energy Transition Skills Report**, Johannesburg, August 2023. Disponível em https://www.sanedi.org.za/publications/Technical%20reports/July%202024/BRICS%20Energy%20Transition%20Skills%20Report_May_2024.pdf. Acesso em: ago/2024.

de Oliveira, L. L., de Oliveira Ribeiro, C., Tomei, J., & Rego, E. E. (2018). Insertion of Renewable Sources in the Brazilian Electricity Matrix: an Analysis through Portfolio Theory. In **Computer Aided Chemical Engineering**. Vol. 44, pp. 1831-1836. Disponível em <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64241-7.50300-1>. Acesso em: ago/2024.

IRENA, **Local value creation, 2024**. Disponível em <https://www.irena.org/Energy-Transition/Socio-economic-impact/Local-value-creation>. Acesso em: jul/2024.

IRENA and ILO (2023), **Renewable energy and jobs: Annual review 2023**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva.

Just Transition Research Collaborative, **Mapping Just Transition(s) to a Low-Carbon World**, Geneva, 2018. Disponível em http://www.rosalux-nyc.org/wp-content/files_mf/reportjtrc2018_1129.pdf. Acesso em: jul/2024.

McCauley, D. A., Heffron, R. J., Stephan, H., & Jenkins, K. (2013). Advancing energy justice: The triumvirate of tenets. **Energy Law Review**, 32, 107–110.

OIT, **Guidelines for a Just Transition towards Environmentally Sustainable Economies and Societies for All**, ILO, Geneva, 2015.

García-García, P.; Carpintero, O.; Buendía, L. (2020). Just energy transitions to low carbon economies: a review of the concept and its effects on labour and income. **Energy Research & Social Science**, 70, 101-664.

Solingen, E. (1991). Managing energy vulnerability: Brazil's adjustments to oil dependency. **Comparative Strategy**, 10(2), 177-199. Disponível em <https://doi.org/10.1080/01495939108402841>. Acesso em: ago/2024.

Sovacool, B. K.; Dworkin, M. H. (2015). Energy justice: Conceptual insights and practical applications. **Applied Energy**, 142, 435-444.

Sovacool, B. K., Martiskainen, M., Hook, A., & Baker, L. (2019). Decarbonization and its discontents: a critical energy justice perspective on four low-carbon transitions. **Climatic Change**, 155, 581-619.

Wang, X.; Lo, K. (2021). Just transition: a conceptual review. **Energy Research & Social Science**, 82, 102-291.

Transição Energética / Minerais Estratégicos

AIE [Agência Internacional de Energia]. 2024. **Global Critical Minerals Outlook 2024**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024>. Acesso em Julho/2024.

AIE [Agência Internacional de Energia]. 2024. **Global EV Outlook 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>. Acesso em Maio/2024.

AIE [Agência Internacional de Energia]. 2022. **The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>. Acesso em Abril/2024.

BLOOMBERG NEF. 2023. **Mining and refining supply for selected critical materials**. Disponível em: <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transition-Critical-Materials>. Acesso em Junho/2024.

CHENG, Y., & DING, L. 2021. **Perovskite/Si tandem solar cells: Fundamentals, advances, challenges, and novel applications**. (Wiley, Ed.) SusMat. doi: <https://doi.org/10.1002/sus2.25>.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Caderno de Tecnologias de Geração**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-745/Caderno%20de%20Tecnologias%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%202023.pdf>. Acesso em julho/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **IN-EPE-DPG-SDB-2024-02. Informe Técnico: Estimativa de demanda por minerais estratégicos para a eletrificação da frota automotiva brasileira no horizonte do PDE 2034**. Rio de Janeiro. 2024.

EUROPEAN COMMISSION. 2023. **Critical Raw Materials list**. Disponível em: https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en. Acesso em Maio/2024.

FRAUNHOFER ISE. (2024). **Photovoltaics Report**. Acesso em 13 de 06 de 2024, disponível em <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>

IRENA [International Renewable Energy Agency].

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Resolução nº2. de 18 junho de 2021**. Brasil. Fonte: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/pro-minerais-estrategicos/ctapme-2/resolucao-no-02.pdf>

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Guia para o investidor estrangeiro em minerais críticos para a transição energética no Brasil**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/guia-para-o-investidor-estrangeiro-em-minerais-estrategicos/guia-para-o-investidor-estrangeiro-em-minerais-criticos-para-a-transicao-energetica-no-brasil/view>. Acesso em Abril/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Plano Nacional de Mineração 2030**. Disponível em: www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/pnm-2030.pdf. Acesso em Setembro/2024.

SOARES, G. M. (2017). **Tecnologias de Caixas de Velocidades e Geradores**. Fonte: São Paulo: PECE. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/87932eda-2237-4332-9ff5-8c4323ef8f49/GABRIEL%20MORENO%20CAPARROZ%20SOARES%202017.pdf>. Acesso em julho/2024.

USGS [U.S. Geological Survey]. 2024. **Critical Minerals List**. Disponível em: <https://www.usgs.gov/news/national-news-release/us-geological-survey-releases-2022-list-critical-minerals>. Acesso em Abril/2024.

ISO. 2023. *Presentation by Merce Hernandez at UNECE Resource Management Week 2023*. Disponível em: <https://unece.org/sites/default/files/2023-04/11.%20Merce%20Hernandez%20ISO%20presentation%20->

[%20UNECE%20Resource%20Management%20Week%202023_0.pdf](#). Acesso em: setembro de 2024.

IBRAM - Instituto Brasileiro de Mineração. **Fundamentos para Políticas Públicas em Minerais Críticos e Estratégicos para o Brasil**. Brasília: IBRAM, 2024.

IRENA (International Renewable Energy Agency). **Geopolitics of the energy transition: Critical materials**. Abu Dhabi: IRENA, 2023. ISBN: 978-92-9260-539-1. Disponível em: Transição Energética / Políticas Públicas

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Tarifa Social de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-social>. Acesso em Maio/2024.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **ANEEL regulamenta marco legal da micro e minigeração distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em Maio/2024.

ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **ANP aperfeiçoa regras para queima de gás**. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canal_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-aperfeicoa-regras-para-queima-de-gas. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Decreto 11492/2023**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14299.htm. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Lei do Petróleo - Lei 9.478/1997**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Criação da Empresa de Pesquisa Energética - Lei nº 10.847/2004**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/CclVIL_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm Acesso em Agosto/2024.

BRASIL. **Marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono - Lei nº 14.298/2024**. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=14948&ano=2024&ato=0cbITTU5ENZpWT766> Acesso em Agosto/2024.

BRASIL. **Programa Auxílio Gás dos Brasileiros**. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/servicos/receber-o-auxilio-gas>. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Programa de Transição Energética Justa - Lei 14.299/2022**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14299.htm. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Política Nuclear Brasileira**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9600.htm. Acesso em Julho/2024.

BRASIL. **Projeto de Lei 576/2021**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>. Acesso em

Julho/2024. EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **A transição da geração no setor elétrico brasileiro**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-660/EPEFactSheetEmissoesSetorEletrico.pdf>. Acesso em Agosto/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em Agosto/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **O papel do setor de petróleo e gás natural na transição energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/o-papel-do-setor-de-petroleo-e-gas-natural-na-transicao-energetica.cesso> Acesso em Agosto/2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em Agosto/2024.

MCidades [Ministério das Cidades]. **Política Nacional de Mobilidade Urbana**. Disponível em: <https://www.gov.br/cidades/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/caravana-federativa/mobilidade-urbana>. Acesso em Agosto/2024.

MEC [Ministério da Educação]. **Qualifica Mais Energif**. Disponível em: <https://www.gov.br/mec/pt-br/qualificamais/qualifica-mais-energif>. Acesso em Agosto/2024.

MMA [Ministério do Meio Ambiente]. **Política Nacional sobre Mudança do Clima**. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/politica-nacional-sobre-mudanca-do-clima.html>. Acesso em Julho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Lei 9.991/2000**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-9-991-2000.pdf/view>. Acesso em Julho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Combustível do Futuro**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/combustivel-do-futuro>. Acesso em Junho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Gás para Empregar**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar>. Acesso em Agosto/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Energias da Amazônia**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/programa-energias-da-amazonia>. Acesso em Agosto/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Renovabio**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/renovabio-1>. Acesso em Agosto/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Nacional do Hidrogênio**. Disponível em:

<https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>. Acesso em Abril/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/biodiesel/pnpb>. Acesso em Junho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Luz para Todos**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos>. Acesso em Junho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **MME Recebe estudo para o desenvolvimento de eólicas offshore no Brasil**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-recebe-estudo-para-o-desenvolvimento-de-eolicas-offshore-no-brasil>. Acesso em Julho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia no país - Resolução CNPE nº 02/2021**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/resolucao-2-cnpe.pdf> Acesso em Junho/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Programa Nacional do Hidrogênio - Resolução CNPE nº 06/2022**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/Res62022.pdf> Acesso em Agosto/2024.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar - Resolução CNPE nº 01/2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/ResCNPE1PUBLICADA.pdf> Acesso em Agosto/2024.

PROCEL [Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. **Resultados PROCEL 2023**. Ano Base 2022. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2023/>. Acesso em Agosto/2024.

SENADO FEDERAL. **Projeto dos “combustíveis do futuro” chega ao Senado**. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/radio/1/noticia/2024/03/22/projeto-dos-combustiveis-do-futuro-ja-esta-no-senado>. Acesso em Maio/2024.

Transição Energética/Novas Tecnologias

- IATA. INTERNATIONAL AIR TRANSPORT ASSOCIATION. Net zero 2050: Sustainable aviation fuels. Fact sheet. Disponível em: <https://www.iata.org/en/programs/sustainability/sustainable-aviation-fuels/#tab-1>

MOTA, Debora Nunes. O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da Oferta de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador. 2015. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

<https://fervoenergy.com/newsroom/>

Lund J. W., Toth A. N. Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. Geothermics, 90 (2021). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101915>

Consolidação dos Resultados

AIE [Agência Internacional de Energia]. **Energy Statistics Data Browser**. Disponível em <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>. Acesso em: ago/2024.

Agradecimentos

A elaboração deste plano decenal de expansão de energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor energético, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados, efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados e informações para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. a todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES ELETROPAULO S.A. - ELETROPAULO
 AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A. - AES SUL
 AES TIETÊ S.A. - AES TIETÊ
 AGÊNCIA ALEMÃ DE COOPERAÇÃO INTERNACIONAL - GIZ BRASIL
 AGÊNCIA GOIANA DE GÁS CANALIZADO S.A. – GOIASGÁS
 AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO - ANA
 AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC
 AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO - ANM
 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
 AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS - ANTAQ
 AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT
 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP
 AGROSATÉLITE GEOTECNOLOGIA APLICADA
 ALUPAR INVESTIMENTO S.A
 AMAZONAS GERAÇÃO & TRANSMISSÃO
 AMÉRICA LATINA LOGÍSTICA – ALL
 AMIRYS BIOTECHNOLOGIES
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM
 EQUIPAMENTOS – ABIMAQ
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INFRAESTRUTURA E INDÚSTRIAS DE BASE – ABDIB
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS AÉREAS – ABEAR
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRATE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO – ABEGAS
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS – ABIOVE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE REFINO PRIVADO - REFINA BRASIL
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO - ABAL
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO BIOGÁS - ABIOGÁS
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA - APINE
 ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIODIESEL DO BRASIL - APROBIO
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS - ANTP
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES – ANFAVEA
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA - ANACE
 ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN-SP
 BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES
 BANDEIRANTE ENERGIA S.A. – BANDEIRANTE
 BRACELL CELULOSE LTDA.

BRASIL BIOFUELS
BRASIL REFINARIAS
CACHOEIRA DOURADA S.A. - CDSA
CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - CAIUÁ
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE
CATTALINI TERMINAIS MARÍTIMOS S/A
CEB GERAÇÃO S.A.
CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. – CELG-GT
CELPE NEOENERGIA
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. – CEMIG GT
CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A. – ELETROCAR
CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A. - CERON
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – ELETROBRAS ELETRONORTE
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA
CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S.A. - CEMAT
CENTRAIS ELÉTRICAS SANTA CATARINA S.A. – CELESC
CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA – CEPEA/ESALQ-USP
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL
CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA – CTC
CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - CIBIOGÁS
CEOX PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO
COELBA NEOENERGIA
COGNITIO CONSULTORIA
COMPANHIA DE INTERCONEXÃO ENERGÉTICA - CIEN
COMPANHIA BRASILENSE DE GÁS - CEBGÁS
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA - COCEL
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE - ELETROACRE
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ - CEA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - COELBA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE NOVA FRIBURGO - CENF
COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS – CELTINS
COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA - BAHIA GÁS
COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS - GASMIG
COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS
COMPANHIA DE GÁS DO AMAZONAS - CIGAS
COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ - CEGAS
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL - MSGÁS
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA – CGTEE
COMPANHIA DE NAVEGAÇÃO DA AMAZÔNIA S.A.
COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA - CTEEP
COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO - CELPE
COMPANHIA ENERGÉTICA DE RORAIMA – CERR
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - CESP
COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS - CEAM
COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO - CEMAR
COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ – CEPISA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE
COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA – CFLCL
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE – CFLO
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF

COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO – CHESP
 COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CJE
 COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA – CLFM
 COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ - CLFSC
 COMPANHIA MARANHENSE DE GÁS - GASMAR
 COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB
 COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CNEE
 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA - COPEL
 COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGÁS
 COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA - CPEE
 COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ S.A. – CPFL PAULISTA
 COMPANHIA PETROQUÍMICA DO SUL – COPESUL
 COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ S.A. – CPFL PIRATININGA
 COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - CSPE
 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE
 CONFEDERAÇÃO NACIONAL DO TRANSPORTE - CNT
 CONSTRUNÍVEL ENERGIA
 COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
 DE JANEIRO –COPPE/UFRJ
 COSERN NEOENERGIA
 CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. - CPFL-G
 DATAGRO – CONSULTORIA DE ETANOL E AÇÚCAR
 DAX OIL REFINO S.A.
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS - DMEPC
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - DEMEI
 DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - (GIZ) GMBH
 DESENVIX ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A
 DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A. – DUKE - GP
 EDP – BANDEIRANTE
 EDP BRASIL
 EDP - ESCELSA
 ELECNR CONCESSÕES - ELECNR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA
 ELETROBRAS CGT ELETROSUL – ELETROSUL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR
 ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR
 ELECNR CONCESSÕES - ELECNR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – EMPRESA
 BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. - PPSA
 EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA
 EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A. - EEVP
 EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A. - EEB
 EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL
 EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. – JOÃO CESA
 EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA. - EFLUL
 EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A. - ELFSM
 EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. – EMAE
 EMPRESA DE PLANEJAMENTO E LOGÍSTICA S.A. - EPL
 ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ
ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS
ENERGIAS COMPLEMENTARES DO BRASIL GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. - ECBRASIL
ENERGISA BORBOREMA
ENERGISA MATO GROSSO
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL
ENERGISA MINAS GERAIS
ENERGISA NOVA FRIBURGO
ENERGISA PARAÍBA
ENERGISA SÃO PAULO
ENERGISA SERGIPE
ENERGISA TOCANTINS
EQUATORIAL TRANSMISSÃO
EQUIPAV
ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA
ESTELAR ENGENHARIA
FEDERAÇÃO NACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO DE VEÍCULOS AUTOMOTORES – FENABRAVE
FERROVIA TEREZA CRISTINA S.A. – FTC
FERROVIA TRANSNORDESTINA LOGÍSTICA S.A. - FTL
FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA - FORCEL
FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - FURNAS
GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
GERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESPÍRITO SANTO – BR ES
GOL – LINHAS AÉREAS INTELIGENTES
GRÃO-PARÁ MARANHÃO COMPANHIA DE ESTRADAS DE FERRO
HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A. – HIDROPLAN
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IENERGIA
INDÚSTRIA BRASILEIRA ÁRVORES – IBÁ
INFRA S.A.
INSTITUTO AÇO BRASIL – IABR
INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ - IAP
INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE
INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS - IBP
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA
INSTITUTO DE ECONOMIA DA UFRJ – IE/UFRJ
INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE
INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE
ISOLUX CORSÁN
ITAÚ BBA
JDC ENERGIA
LABORATÓRIO NACIONAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO BIOETANOL – CTBE
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - LIGHT
LOGUM LOGISTICA S.A.
MACRO DESENVOLVIMENTO LTDA.
MANAUS ENERGIA S.A. - MANAUS
MINAS PCH S.A.
MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA
MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS - MDIC
MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES – MRE
MRS LOGÍSTICA S.A.
MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA. – MUXFELDT
NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE S/A – NTS
NOXIS ENERGY
NEOENERGIA

OBSERVATÓRIO NACIONAL DE TRANSPORTE E LOGÍSTICA – ONTL
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – NOS
PACTO ENERGIA
PORTO DO AÇÚ
PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
PETROBRAS TRANSPORTE SA - TRANSPETRO
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO DE EMPRESAS – PECEGE
PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEL
PSA GROUPE
QUEBEC ENGENHARIA
RAÍZEN
REDE EMPAS DE ENERGIA ELÉTRICA – GRUPO REDE
RGE - SUL
RIO GRANDE DE ENERGIA S.A. – RGE
RIO VERDINHO ENERGIA S.A.
SERGIPE GÁS S.A. – SERGAS
SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL - SGB
SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO – SNIC
SOMA - SERVIÇOS, ORGANIZAÇÃO E MEIO AMBIENTE LTDA
SSOIL ENERGY S.A.
STATE GRID DO BRASIL
STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.
TERAVIZ GEO & AMBIENTE
TRACTEBEL ENGIE
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA
TRANSPETRO
TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. - TAG
TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S/A - TBG
3R PETROLEUM ÓLEO E GÁS S.A.
UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE – UBRABIO
UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA
UNIÃO NACIONAL DO ETANOL DE MILHO – UNEM
USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA. – UHENPAL
UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE – USDA
VALE S.A.
VLI LOGÍSTICA S.A.
VOTORANTIM ENERGIA

Anexo I - Geração Centralizada de Energia Elétrica

Anexo I - 1 - Geração Centralizada: Evolução Incremental da Capacidade Instalada Existente e já Contratada por Fonte de Geração

Fontes	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Biomassa	128	80	0	0	0	0	0	0	0	0	208
Eólica	1925	480	0	0	0	0	0	0	0	0	2405
Hidrelétrica	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	48
PCH+CGH	195	176	116	0	0	0	0	0	0	0	487
Fotovoltaica	2750	1597	200	0	0	0	0	0	0	0	4547
Termelétrica	-5112	2756	-1208	-1671	1405	-1157	0	0	0	-1049	-6037
Total Geral	-115	5137	-892	-1671	1405	-1157	0	0	0	-1049	1658

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

(1) Considera termelétricas que se enquadram na premissa descrita na seção 3.2.

Anexo I - 2 - Lista de usinas termelétricas retiradas do sistema por fato motivador

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
CCEAR BIOMASSA	CISFRAMA	4,0	0,0	dez-24
CCEAR CARVÃO	P. PECEM I	720,3	646,1	dez-26
	PORTO ITAQUI	360,1	331,9	dez-26
	P. PECEM II	365,0	340,7	dez-27
	TERMOBAHIA	185,9	139,4	fev-24
	TERMOCEARA	223,0	158,2	dez-24
	SEROPEDICA	360,0	286,3	dez-24
	TRES LAGOAS	350,0	282,0	dez-24
	KARKEY 013	258,6	239,5	dez-25
	KARKEY 019	115,9	111,5	dez-25
	LINHARES PCS	36,0	34,7	dez-25
CCEAR GN	PAULINIA VER	16,0	15,5	dez-25
	PORSUD I	115,9	110,9	dez-25
	PORSUD II	78,3	73,2	dez-25
	POVOACAO 1	75,0	72,2	dez-25
	VIANA 1	37,5	36,1	dez-25
	B. BONITA I	10,3	8,4	dez-25
	ST.CRUIZ NOVA	500,0	431,4	dez-26
	MARANHAO V	337,6	327,5	dez-27
	MARANHAO IV	337,6	328,0	dez-27
	MAUA 3	590,8	479,1	nov-30
CCEAR OD/OC	APARECIDA	166,0	126,1	nov-30
	C. ROCHA	85,4	67,0	nov-30
	JARAQUI	75,5	63,0	nov-30
	MANAUARA	73,4	71,3	nov-30
	PONTA NEGRA	73,4	64,0	nov-30
	TAMBAQUI	93,0	63,0	nov-30
	BAIXADA FLU	530,0	435,9	dez-33
	MARANHAO III	518,8	483,8	dez-33
	VIANA	174,6	172,1	dez-34
	CAMPINA GDE	169,1	87,6	dez-34
	GLOBAL I	148,8	131,6	dez-34
	GLOBAL II	148,8	126,8	dez-34
	MARACANAU I	168,0	92,9	dez-34
	TERMONE	170,9	157,8	dez-34
	TERMOPB	170,9	156,6	dez-34
	GERAMAR II	165,9	157,8	dez-34
	GERAMAR I	165,9	158,0	dez-34
	XAVANTES	53,6	0,0	dez-34
	POTIGUAR	53,1	0,0	dez-34
	DAIA	44,4	0,0	dez-34
	POTIGUAR III	66,4	0,0	dez-34
	PALMEIRAS GO	175,6	47,2	dez-25
	SUAPE II	381,3	316,3	dez-26
	PERNAMBUCO III	200,8	80,5	dez-27
	M.CRISTO SUC	42,3	39,6	jun-28

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
	CURUMIM	31,0	6,7	jan-24
	PETROLINA	136,2	0,0	dez-24
CDE CARVÃO	CANDIOTA 3	350,0	234,8	dez-24
	FIGUEIRA	20,0	16,2	dez-27
PPT GN	NORTEFLU-1	400,0	400,0	mar-24
	NORTEFLU-2	100,0	86,7	mar-24
	NORTEFLU-3	200,0	173,5	mar-24
	NORTEFLU-4	126,8	110,0	mar-24
	JUIZ DE FORA	87,1	78,2	dez-24
	CANOAS	248,6	197,8	dez-24
	N.PIRATINING	572,1	291,6	dez-24
	CUIABA G CC	529,2	0,0	dez-24
VIDA ÚTIL GN	URUGUAIANA	639,9	0,0	dez-24
	ARAUCARIA	484,2	0,0	dez-24
	PIRAT.12 G	200,0	0,0	dez-24
	VALE DO ACU	367,9	83,8	set-28
VIDA ÚTIL OD/OC	ST.CRUIZ 34	436,0	0,0	dez-24
	TERMOCABO	49,7	46,2	dez-24
	T.NORTE 2	349,0	0,0	dez-24

Anexo I - 3 - Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

Fonte (1)	2024	2025	2026	2027	2028	2029 MW	2030	2031	2032	2033	2034
Renováveis	174528	179732	182176	182512	186344	188721	1926	197248	202434	208460	215181
Hidrelétrica (2)	102423	102423	102471	102471	105217	106508	107362	108762	108762	108902	108902
Outras renováveis:	72106	77309	79706	80041	81128	82214	85300	88486	93672	99558	106280
PCH E CGH	7362	7557	7733	7848	8248	8648	9048	9448	9848	10248	10648
Eólica	32412	34336	34816	34816	35316	35816	37516	39216	41716	44416	47916
Biomassa (3) + Biogás + RSU	16586	16920	17063	17083	17269	17455	17641	17928	18214	18500	18821
Fotovoltaica centralizada	15747	18496	20094	20294	20294	20294	21094	21894	23894	26394	28894
Não renováveis (4)	24193	19994	22936	23187	24262	29167	29509	33123	35729	35729	37496
Nuclear	1990	1990	1990	1990	1990	3395	3395	3395	3395	3395	3395
Gás natural (5)	15219	14248	17365	18829	20532	24032	24375	26781	27988	30594	32361
Carvão	3017	2667	2667	1587	1202	1202	1202	1202	1202	1202	1202
Óleo combustível	3036	582	582	201	0	0	0	0	0	0	0
Óleo diesel	931	507	331	580	537	537	537	537	537	537	537
Bateria	0	0	0	0	0	0	0	200	400	600	800
Resposta da demanda	0	0	0	200	400	600	800	1100	1400	1700	2000
Total do SIN	198721	199726	205112	205899	211006	218488	222971	230463	237357	246489	255477
Itaipu 50Hz (6)	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Total Considerado	205721	206726	212112	212899	218006	225488	229971	237463	244357	253489	262477

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (1) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo (não injetada) que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.
- (2) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das hidrelétricas.
- (3) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
- (4) Usinas termelétricas são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (5) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (6) Máquinas da UHE Itaipu pertencentes ao Paraguai, cujo excedente de geração em relação à carga da ANDE é exportado para o mercado brasileiro.

Anexo I - 4 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

Fonte (1)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
	MW											
Renováveis	-	5203	2445	336	3832	2377	3940	4586	5186	6026	6721	40653
Hidrelétrica (2)	-	0	48	0	2746	1291	854	1400	0	140	0	6479
Outras renováveis:	-	5203	2396	336	1086	1086	3086	3186	5186	5886	6721	34174
PCH E CGH	-	195	176	116	400	400	400	400	400	400	400	3287
Eólica	-	1925	480	0	500	500	1700	1700	2500	2700	3500	15505
Biomassa (3) + Biogás + RSU	-	334	143	20	186	186	186	286	286	286	321	1947
Fotovoltaica centralizada	-	2750	1597	200	0	0	800	800	2000	2500	2500	13147
Não renováveis (4)	-	-4199	2942	251	1075	4905	343	2406	1208	2606	1767	13303
Nuclear	-	0	0	0	0	1405	0	0	0	0	0	1405
Gás natural (5)	-	-971	3117	1464	1703	3500	343	2406	1208	2606	1767	17142
Carvão	-	-350	0	-1080	-385	0	0	0	0	0	0	-1815
Óleo combustível	-	-2454	0	-381	-201	0	0	0	0	0	0	-3036
Óleo diesel	-	-424	-176	249	-42	0	0	0	0	0	0	-393
Bateria	-	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	800
Resposta da demanda	-	0	0	200	200	200	200	300	300	300	300	2000
Total do SIN	-	1005	5386	787	5107	7482	4483	7492	6894	9132	8988	56756
Itaipu 50Hz (6)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Incremental	-	1005	5386	787	5107	7482	4483	7492	6894	9132	8988	56756

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (1) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo (não injetada) que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.
- (2) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das hidrelétricas.
- (3) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
- (4) Usinas termelétricas são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (5) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (6) Máquinas da UHE Itaipu pertencentes ao Paraguai, cujo excedente de geração em relação à carga da ANDE é exportado para o mercado brasileiro.

Anexo I - 5 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Referência

Fontes (1) (2)	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)											Investimento até 2034 (Milhões R\$) (3)
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total	
Bateria	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	800	4720
Biomassa	0	0	0	136	136	136	136	136	136	136	953	2860
Cavaco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	35	263
Eólica	0	0	0	500	500	1700	1700	2500	2700	3500	13100	65931
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	800	800	2000	2500	2500	8600	31180
Gás Flexível	0	0	0	500	500	500	500	1122	2606	1767	7495	36126
Gás Inflexível	0	0	0	2246	3000	1000	1000	0	0	0	7246	34781
PCH	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	2800	22400
RSU	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	350	9450
Biogás	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	400	4000
Termelétrica Retrofit	914	186	1459	0	0	0	906	85	0	1049	4599	9197
Hidro	0	0	0	2746	1291	854	1400	0	140	0	6431	15804
Total	914	186	1459	6578	5877	5440	7192	6594	8832	9737	52809	236710

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (1) Apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).
- (2) Não foram considerados os custos de investimentos para resposta da demanda, pois os custos para a implementação desses mecanismos são baixos e ainda devem ser explorados em estudos posteriores.
- (3) O investimento não considera os custos de combustíveis referentes à parcela de geração inflexível.

Anexo I - 6 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Expansão Sensibilidade UTEs Lei 14.182

Fontes (1) (2)	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)											Investimento até 2034 (Milhões R\$) (3)
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total	
Bateria	0	0	0	0	100	100	200	200	200	200	1000	5980
Biomassa	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	1400	4200
Cavaco	0	0	0	0	0	16	35	35	35	35	156	1170
Eólica	0	0	0	1700	2500	2500	3000	3000	3500	3500	19700	102530
Fotovoltaica	0	0	0	800	1451	2000	2500	2500	2500	3000	14751	54855
Gás Flexível	0	0	0	1510	500	1864	1367	2304	2048	2284	11877	58473
Gás Inflexível	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCH	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	2800	22400
RSU	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	350	9450
Biogás	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	600	6000
Termelétrica Retrofit	914	186	2031	0	0	0	991	0	0	1049	5171	10341
Hidro	0	0	0	2768	2145	0	1400	0	118	0	6431	15804
Total	914	186	2031	7428	7446	7230	10243	8789	9151	10817	64236	291203

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

- (4) Apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).
- (5) Não foram considerados os custos de investimentos para resposta da demanda, pois os custos para a implementação desses mecanismos são baixos e ainda devem ser explorados em estudos posteriores.
- (6) O investimento não considera os custos de combustíveis referentes à parcela de geração inflexível.