MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

PDE 2035

Plano Decenal de Expansão de Energia 2035



Ficha Técnica

Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

epe 20+

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataide

Secretário Nacional de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretária Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

www.mme.gov.br

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

www.epe.gov.br

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética

Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2025

1 v.: il

1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil 3. Transição Energética_Brasil

Equipe Técnica: MME

Coordenação Geral
Gustavo Cerqueira Ataide (até fev/2026)
Lorena Melo Silva (desde fev/2026)

Coordenação Executiva
Leandro Pereira de Andrade

Coordenação Técnica
Sergio R. Ayrimoraes Soares

Secretaria Executiva
Equipe Técnica:
Subsecretaria de Sustentabilidade
Getulio Ezequiel da Costa Peixoto Filho
Henryette Patrice dos Santos Cruz
Luis Fernando Badanhan
Maria Ceicilene Aragão Martins
Mayara Cardoso
Ricardo da Costa Ribeiro
Rita Alves Silva
Veronica e Silva e Sousa
Wilma do Couto dos Santos Cruz

Subsecretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios
Gustavo Gonçalves Manfrim
Antônio Fernando Costa Pella

Subsecretaria de Governança
Esdras Godinho Ramos
Teotonio Ko Freitag

Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento
Equipe Técnica:
Alexandra Albuquerque Maciel
Ana Paula Prestes da Costa
Andre Groberio Lopes Perim
André Luiz Barros de Brito
Christiany Salgado Faria
Claudir Afonso Costa
Gilberto Kwitko Ribeiro
Guilherme Zanetti Rosa
Gustavo Magalhães Pinto Assis
Karina Araújo Sousa
Larissa Assunção Oliveira Santos
Leandro de Oliveira Albuquerque
Leonel Cerqueira Santos
Liliane Ferreira da Silva
Lorena Melo Silva Perim
Maiara Guimarães Rios
Marcelo Sperling
Marco Antônio Juliatto
Maria dos Reis Santos Borges
Mariana de Mello Duarte
Matheus Borges Sampaio
Natalia Hoffmann Ramos
Pedro Augusto de Menezes Filho
Pedro Henrique Milhomem Coutinho
Poliana Marcolino Correa
Rodrigo Santos e Barros
Samira Sana Fernandes de Sousa Carmo
Thais Ingrinde de Souza Araújo
Thiago Varella Faria
Ubyrajara Nery Graca Gomes
William de Oliveira Medeiros

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Equipe Técnica:
Aldo Barroso Cores Júnior
Carlos Agenor Onofre Cabral
Daniel Lopes Pego
Danielle Lanchares Ornelas
Deivson Matos Timbó
Diogo Santos Baleeiro
Fernando Massaharu Matsumoto
João Alencar Oliveira Junior
Marcello Gomes Weydt
Marlon Arraes Jardim Leal
Mario César Batista Santos
Maurício de Oliveira Abi-Chahin
Ranielle Noleto Paz Araújo
Renato Cabral Dias Dutra
Rodrigo Mendonça de Lima
Ronny José Peixoto

Secretaria Nacional de Energia Elétrica
Equipe Técnica:
André Luís Gonçalves de Oliveira
Ricardo Nogueira Silveira

Secretaria Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Equipe Técnica:
Anderson Barreto Arruda
Gustavo Santos Masili
Miguel Crisostomo Brito Leite
José Jesus Lima Neto
Mario Bierknes Duarte Diniz
Marcus Divino de Castro
Vinicius Barbalho Varela

Equipe Técnica: EPE

Coordenação Geral
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva
Geral:
Patricia C. G. de Nunes (até abr/2026)
Filipe de Pádua Fernandes Silva (desde abr/2026)

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

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

Gestão Corporativa:
Sylvia de Carvalho Bulcão Vianna

Gabinete da Presidência
Chefe de Gabinete da Presidência:
Fernanda Corrêa Ferreira

Assessores da Presidência:
Francisco Abreu Victer
Gustavo Naciff de Andrade
Marcio Aurélio Costa
Patricia C. G. de Nunes

Equipe Técnica:
Daniel Kuhner Coelho
Juliana R. do Nascimento

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis
Superintendente:
Angela Oliveira da Costa

Superintendente Adjunto:
Marcelo C. B. Cavalcanti

Consultores Técnicos:
Patrícia F. B. Stelling
Rachel Martins Henriques
Rafael Barros Araújo

Equipe Técnica:
Alberto José Leandro Santos
Andre Soares Alves
Arthur Cortez Pires de Campos
Bruno R. Lowe Stukart
Carlos A. Goes Pacheco
Dan Abensur Gandelman
Danielle Borher de Andrade
Ederaldo Godoy Junior
Ernesto Ferreira Martins
Euler J. Geraldo da Silva
Fernando D'Angelo Machado
Filipe de Pádua Fernandes Silva
Gabriel da Silva A. Jorge
Guilherme Correa Naresse
Juliana Pereira Targueta
Kriseida Carmem Portella Guedelha
Leonardo Gandelman Freire
Leonidas B. O. dos Santos
Leticia Gonçalves Lorentz
Lucas dos Santos R. Morais
Luciano Basto Oliveira
Marina Damião B. Ribeiro
Paula Isabel da C. Barbosa
Pedro Aguiar Vieira Nunes Barbosa Lopes
Pedro Moura Maciel Braga
Rafael Belem Lavrador
Rafael Moro da Mata
Vinícius Folly Barbosa
Vitor Manuel do E. S. Silva

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos
Superintendente:
Carla da Costa L. Achão

Superintendente Adjunto:
Arnaldo dos Santos Jr.

Consultores Técnicos:
Camila Araújo Ferraz
Gabriel Konzen
Glaucio V. Ramalho Faria

Equipe Técnica:
Aline Moreira Gomes
Allex Yujhi Gomes Yukizaki
Ana Cristina Braga Maia

Arthur M. Q. Siqueira
Bernardo Honigbaum
Bruna M. R. de Souza
Bruna S. L. Graça
Bruno Eduardo Montezano
Caroline Chantre Ramos
Daniel Silva Moro
Erick M. S. de Oliveira
Fernanda M. P. Andreza
Flavia Camargo Araújo
Flávio Raposo de Almeida
Giovanna C. R. Pedreira
Gustavo Daou Palladini
Igor da S. Cavalcanti
Igor V. do Nascimento
Jéssica R. P. Ferreira
Kevyn M. V. Nogueira
Lena Santini S. M. Loureiro
Lidiane de A. Modesto
Lucio Carlos Resende
Marcelo Costa Almeida
Marcelo H. C. Loureiro
Mariana Weiss de Abreu
Marina M. Klostermann
Marina Torelli R. M. Pereira
Matheus R. P. de Carvalho
Mauro Rezende Pinto
Natalia G. de Moraes
Nikolaos M. Dimitriadis
Otto Hebeda
Pablo R. de Castro
Patrícia Messer Rosenblum
Pedro Henrique G. Lage
Pedro Paulo F. da Silva
Roberto de S. Furtado
Rodrigo Vellardo Guimarães
Rogério Antônio da S. Matos
Santiago Silveira Barbosa
Simone Saviolo Rocha
Thais Accioly Araujo
Theo Juliano Pagartanidis
Yuri Vandresen Pinto

Superintendência de Geração de Energia

Superintendente:
Gustavo Pires da Ponte

Superintendente Adjunto:
Caio Monteiro Leocadio

Consultores Técnicos:
Charles E. G. V. V. de Mello
Fernanda G. B. dos Santos
Guilherme Mazolli Fialho
Mariana de Queiroz Andrade
Pamella E. Rosa Sangy
Renata de A. M. da Silva

Equipe Técnica:
Aline Couto de Amorim
Amanda J. Vinhoza de C. S.
Anderson da Costa Moraes
Andre Luiz da Silva Velloso
Andre Makishi
Bernardo Folly de Aguiar
Bruno Faria Cunha
Daniel Francisconi Oliveira
Davi José Marques Vieira
Diego Pinheiro de Almeida
Felipe Moreira Gonçalves
Fernanda F. Paschoalino
Gianpiero Camargo Bedin
Glaysson de Mello Muller
Guilherme Fonseca Bassous
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
Michele Almeida de Souza
Nathália Tavares
Patricia Asfor Parente
Paula Monteiro Pereira
Pedro Americo M. David
Rafael Pereira Coelho
Rafael Pinho Furtado
Rafael Rigamonti
Rafaela Veiga Pillar
Renato H. S. Machado
Rodrigo Lugathe da C. Alves
Ronaldo Antonio de Souza
Roney Nakano Vitorino
Saulo Ribeiro Silva
Simone Q. Brandão
Thaís Iguchi

Superintendência de Meio Ambiente

Superintendente:
Elisangela Medeiros de Almeida

Superintendente Adjunta:
Glauce Maria Lieggio Botelho

Consultores Técnicos:
Bruno Scola L. da Cunha
Mariana R. de C. Pinheiro
Paula Cunha Coutinho

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
Clarice Augusta Carvalho Cardoso
Clarice Buarque de Macedo Lira
Clayton Borges da Silva
Cristiane Moutinho Coelho
Daniel Dias Loureiro
Denilson da Silva Almeida
Fernando José Soares Barros
Gabriel de Almeida de Barros
Guilherme de Paula Salgado
Gustavo Fernando Schmidt
Hermani de Moraes Vieira
Juliana Velloso Durão

Kátia G. Soares Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Leyla A. Ferreira da Silva
Lucas Silva Carvalho
Luciana Álvares da Silva
Luciana Athanasio de Azevedo
Luciana Renata Carvalho Pedreira
Marcos Ribeiro Conde
Maria Fernanda B. Pinheiro
Mariana Lucas Barroso
Marilene Dias Gomes Motta
Mathias Luiz Mafort Ouverney
Nicholas Bernardes Gjorup
Robson de Oliveira Matos
Rodrigo Abreu Carvalho
Silvana Andreoli Espig
Thiago Galvão
Valentine Jahnel
Verônica S. da M. Gomes
Vinicius M. Rosenthal

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Superintendente:
Marcos Frederico F. de Souza

Superintendente Adjunto:
Marcelo F. Alfradique

Consultores Técnicos:
Ana Claudia S. Pinto
Regina Freitas Fernandes
Roberta de A. Cardoso

Equipe Técnica:
Adriana Queiroz Ramos
Áureo Igor Wanderley Ramos
Bianca N. de Oliveira
Bruna Silveira Guimarães
Camila da Mota Carvalho
Carolina O. de Castro
Claudia 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 Pereira Almeida
Natália da V. B. Teixeira
Nathalia Alves Anes Rodrigues
Nathália Oliveira de Castro
Nelson Pereira Filho
Pamela Cardoso Vilela
Pedro de Moura Bernardino
Pericles de Abreu Brumati
Rafael Freitas F. Lemme
Raul Fagundes Leggieri
Rubens F. J. M. da C. Ribeiro
Victor Hugo Trocate da Silva
Victor Rezende dos Santos

Superintendência de Transmissão de Energia

Superintendente:
Thiago de F. R. D. Martins

Superintendente Adjunto:
Marcos V. G. da S. Farinha

Consultores Técnicos:
Daniel José Tavares de Souza
Lucas Simões de Oliveira
Rafael Theodoro A. e Mello
Thais Pacheco Teixeira

Equipe Técnica:
Anderson de Melo Mattos
Armando Leite Fernandes
Arthur Soares da Cunha Reis
Bruno Cesar Mota Maçada
Bruno Scarpa A. da Silveira
Clerio Cesar Gomes Alencar Arrais
Daniel Dobrochinski Maia
Davi José Alvarez Magalhães
Dourival de S. Carvalho J.
Fabiano Schmidt
Fabio de Almeida Rocha
Gustavo Cezimbra Borges Leal
Igor Chaves
Jean Carlo Morassi
João Alves da Silva Neto
João Mauricio Caruso
Jônatas Freitas Mascarenhas Freire
Jonathan Veiga Velasco Costa
Luiz Felipe Froede Lorentz
Marco Antônio da Cunha Soveral
Marcelo Lourenço Pires
Marcelo L. de C. M. Moreira
Marcelo Willian Henriques
Maria de Fátima de C. Gama
Matheus Rosa Nascimento
Matias Halmenschlager Hubert
Miguel F. M. Sampaio Pinto
Paula Vieira Machado
Paulo Fernando de M. Araújo
Pedro de Souza Miller
Priscilla de Castro Guarini
Rafael de Carvalho Caetano
Renan Gonzaga Silva dos Santos
Rodrigo Escorcio Gomes
Rodrigo Gomes Martins
Rodrigo Ribeiro Ferreira
Rodrigo Rodrigues Cabral
Thiago Lima Soares Mourão
Tiago Campos Rizzotto
Tiago Veiga Madureira
Vanessa Penteado Stephan
Vinicius Ferreira Martins
Wilson Dutra Sampaio
Yan Ricardo Damasceno Rangel
Yuri Rosenblum de Souza
Yves Abrahão Lucena e Silva

Apresentação

É com grande satisfação que apresentamos o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O PDE consolida-se, mais uma vez, como instrumento estratégico para orientar o setor energético brasileiro em um período decisivo para o enfrentamento das mudanças climáticas, a promoção do desenvolvimento sustentável e a redução das desigualdades sociais.

Mais do que um documento técnico, o plano traduz uma visão integrada e responsável de futuro, baseada em rigor metodológico, participação social ampliada e compromisso com políticas públicas que coloquem as pessoas no centro do planejamento. O PDE 2035 reafirma o papel da energia como vetor de inclusão social, reconhecendo que, embora o acesso físico à eletricidade atinja 99,8% dos domicílios, cerca de 13,8% das famílias caem para um patamar abaixo da linha da pobreza após pagar a conta de energia, o que exige respostas estruturais e sensíveis à realidade da população de baixa renda.

Nesse contexto, o plano orienta a expansão da oferta energética de forma a garantir energia acessível, confiável e de qualidade, contribuindo para o enfrentamento da pobreza energética em suas dimensões econômica, social e territorial. Hoje o Brasil possui 249 GW de capacidade instalada. O PDE 2035 projeta uma expansão de aproximadamente 110 GW, alcançando 359 GW em 2035, com crescimento sustentado majoritariamente por fontes renováveis, preservando o protagonismo brasileiro como uma das matrizes mais limpas do mundo.

O compromisso com a transição energética justa e inclusiva é reforçado por um capítulo específico dedicado ao tema, alinhado à Política Nacional de Transição Energética (PNTE), que lançamos durante a nossa gestão, sob a liderança do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, e aos novos marcos regulatórios do setor. O plano valoriza a geração de empregos verdes – em um País que já concentra mais de 1,5 milhão de postos de trabalho em energias renováveis, a requalificação profissional, a proteção de comunidades vulnerabilizadas e a ampliação da participação social como pilares da legitimidade e da justiça energética.

Para viabilizar essa trajetória, o PDE 2035 sinaliza investimentos da ordem de R$ 3,5 trilhões ao longo do horizonte decenal, sustentando o crescimento da demanda interna, a modernização da infraestrutura e a inserção competitiva do Brasil na economia de baixo carbono. O elevado engajamento da sociedade na consulta pública reforça a retomada do planejamento energético participativo e transparente como marca deste governo.

Por fim, o PDE 2035 expressa a confiança em um ciclo virtuoso de planejamento e desenvolvimento, reafirmando o compromisso do Estado brasileiro com uma matriz energética segura, sustentável e socialmente justa, capaz de conciliar crescimento econômico, responsabilidade ambiental e redução das desigualdades regionais e sociais.



Alexandre Silveira de Oliveira
Ministro de Estado de Minas e Energia

Mensagem EPE

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 reafirma o papel do planejamento como função estratégica de Estado e como elemento central para o futuro do setor energético nacional. Mais do que projetar a expansão da oferta de energia para os próximos dez anos, o plano busca antecipar tendências e questões estratégicas, qualificar o debate público e oferecer sinalizações que apoiem a tomada de decisões em um setor caracterizado por elevada complexidade e intensas transformações.

Nesse sentido, o PDE 2035 consolida um amplo esforço institucional fundamentado em análises técnicas consistentes e no diálogo amplo com a sociedade, visando à construção de uma matriz energética cada vez mais segura, resiliente, competitiva e alinhada aos compromissos sociais do Brasil, com especial atenção ao enfrentamento da pobreza energética e à promoção de uma transição energética justa e inclusiva.

O PDE 2035 também reforça o processo de aprimoramento contínuo dos instrumentos de planejamento energético nacional e aprofunda o debate sobre a transição energética brasileira, em consonância com a Política Nacional de Transição Energética (PNTE) e com os demais instrumentos de planejamento governamental. Ao incorporar de forma mais estruturada o debate sobre pobreza energética e os desafios associados à transição energética justa e inclusiva, o plano amplia a integração entre desenvolvimento, competitividade, sustentabilidade e inclusão social, fortalecendo a visão estratégica de longo prazo para o setor energético.

A elaboração deste documento mobilizou equipes multidisciplinares da EPE, compostas por profissionais altamente qualificados e comprometidos com a excelência técnica. Esse trabalho reafirma o papel da EPE como instituição de referência para o planejamento energético brasileiro, reconhecimento também destacado recentemente pela Agência Internacional de Energia (AIE), no documento Energy Policy Review. Ao reconhecer a relevância da EPE para o sistema brasileiro de dados de energia e para o planejamento energético do País, o relatório reforça a importância da produção e disseminação de dados e estatísticas confiáveis, transparentes e amplamente acessíveis como elementos essenciais para orientar decisões de investimento e formulação de políticas públicas.

O trabalho desenvolvido expressa não apenas a capacidade analítica e institucional da Empresa, mas também o empenho, a dedicação e o espírito público de seus empregados, que atuam diariamente na produção de estudos que subsidiam decisões estratégicas para o futuro do País.

Ao disponibilizar o PDE 2035 à sociedade, a EPE reafirma seu compromisso institucional com a produção de conhecimento técnico de excelência e com o fortalecimento do planejamento de longo prazo, contribuindo para a construção de um futuro energético mais seguro, sustentável e socialmente inclusivo para o Brasil.



Diretoria Executiva da EPE

Índice

Apresentação 7

Mensagem EPE 8

Introdução 14

1. Economia e Demografia 16

1.1 Perspectivas sociodemográficas 18
1.2 Perspectivas para a economia mundial 19
1.3 Perspectivas para a economia nacional: Cenário de referência 20
1.4 Perspectivas para a economia nacional: Cenários alternativos 25
1.4.1 Cenário inferior 25
1.4.2 Cenário superior 26

2. Demanda de Energia 28

2.1 Consolidação por setor 32
2.1.1 Industrial 32
2.1.2 Transportes 34
2.1.3 Edificações e serviços públicos 39
2.1.4 Agropecuário 46
2.2 Consolidação por fonte 48
2.2.1 Biocombustíveis 48
2.2.2 Derivados de petróleo 49
2.2.3 Eletricidade 51

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica 62

3.1 Introdução 64
3.2 Metodologia 65
3.2.1 Aplicação da carga líquida 69
3.2.2 Restrições operativas de usinas hidrelétricas 70
3.3 Requisitos do sistema no horizonte decenal 71
3.3.1 Configuração do caso de cálculo de requisitos 72
3.3.2 Requisitos de energia e potência do sistema 75
3.3.3 Sensibilidade: Requisitos para incerteza da demanda 80
3.4 Recursos potencialmente disponíveis para expansão 84
3.5 Cenário de referência 92
3.5.1 Política energética e principais premissas para o cenário de referência 92
3.5.2 Expansão da oferta de eletricidade para o cenário de referência 93
3.5.3 Aspectos operativos do cenário de referência 99
3.5.4 Atendimento aos critérios de segurança do sistema 103
3.5.5 Resiliência operativa do cenário de referência no contexto de mudanças climáticas 105
3.5.6 Atendimento aos sistemas elétricos radiais de Acre/Rondônia e Manaus 108
3.5.7 Análise sobre os fluxos dos intercâmbios entre os subsistemas do SIN 110
3.6 Análise da flexibilidade operativa no horizonte decenal 112
3.7 Sensibilidade Lei 15.269/2025 118

4. Transmissão de Energia Elétrica 120

4.1 O planejamento da expansão da transmissão 127
4.2 Estudos de transmissão em destaque 127
4.2.1 Expansão das interligações elétricas regionais 127
4.2.2 Atendimento a grandes cargas no SIN 135
4.2.3 Estudo de aumento de confiabilidade e introdução de novas tecnologias 140
4.2.4 Eliminação/redução dos encargos de serviço de sistema 142
4.2.5 Aumento da resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos 145

4.3 Evolução das capacidades das interligações regionais 148
4.3.1 Configurações de rede analisadas 148
4.3.2 Impacto das obras planejadas nos limites das interligações 149
4.4 Tratativas sobre as interligações internacionais 150
4.4.1 Interligações internacionais existentes 151
4.4.2 Iniciativas para interligações internacionais futuras 154
4.5 Empreendimentos offshore e a transmissão 159
4.6 Sinalização econômica para o setor 160
4.6.1 Investimentos e evolução física do SIN 160
4.6.2 Ativos em final de vida útil regulatória 167
4.6.3 Outorgas de transmissão vincendas 169
4.6.4 Tarifas de uso do sistema de transmissão 170

5. Produção de Petróleo e Gás Natural 175

5.1 Previsão da produção de petróleo 180
5.2 Previsão da produção de gás natural 186
5.3 Previsão da produção no ambiente onshore 191
5.4 Análise de sensibilidade para o aumento da produção onshore e offshore no horizonte do PDE 2035 194
5.4.1 Aumento da produção pela extensão da vida dos campos e aumento do Fator de Recuperação (FR) 195
5.5 Contribuição da Oferta Permanente para o PDE 2035 198
5.6 Evolução das reservas provadas e da relação R/P 200
5.7 Investimentos e excedentes de petróleo 202
5.8 Descarbonização e perspectivas para redução da pegada de carbono do E&P no decênio 204
5.8.1 Introdução: Panorama das emissões relacionadas à produção 204
5.8.2 Impacto das iniciativas de mitigação no decênio 206
5.8.3 Políticas públicas e regulações relevantes no decênio 208
5.8.4 Considerações finais 209

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo 211

6.1 Preços internacionais de petróleo e derivados 213
6.2 Oferta nacional de derivados de petróleo 221
6.2.1 Panorama das refinarias nacionais 222
6.2.2 Investimentos previstos no refino nacional 223
6.2.3 Iniciativas de biorrefino 224
6.2.4 Especificação de combustíveis 224
6.2.5 Evolução do parque de refino nacional 225
6.2.6 Balanço nacional de petróleo 226
6.2.7 Balanço nacional de derivados de petróleo 227
6.2.8 Dependência externa 236
6.3 Infraestrutura nacional de transporte de derivados 238
6.3.1 Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de derivados 238
6.3.2 Movimentações dutoviárias de derivados de petróleo 242
6.3.3 Investimentos em infraestrutura de transporte de derivados de petróleo 243

7. Gás Natural 245

7.1.1 Infraestrutura 248
7.2 Preços 253
7.3 Demanda 257
7.3.1 Demanda não termelétrica 257
7.3.2 Demanda termelétrica 258
7.3.3 Projeções de demanda 259
7.4 Oferta 262
7.4.1 Oferta nacional 262
7.4.2 Oferta importada 264
7.4.3 Projeção de oferta potencial 266

7.5 Balanço ... 268
7.6 Simulações para a malha integrada ... 272
7.6.1 Malha Nordeste ... 273
7.6.2 Malha Sudeste ... 275
7.6.3 Malha Centro-Oeste/SP/Sul ... 276
7.7 Investimentos ... 278

8. Oferta de Biocombustíveis ... 283

8.1 Introdução ... 286
8.1.1 Biocombustíveis na transição energética ... 286
8.1.2 Biorrefinarias ... 286
8.1.3 Políticas públicas para biocombustíveis ... 287
8.2 Etanol ... 289
8.2.1 Oferta de etanol no Brasil ... 289
8.2.2 Investimento – capacidade produtiva ... 295
8.2.3 Demanda total de etanol ... 296
8.2.4 Logística ... 300
8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar ... 302
8.4 Biogás e biometano ... 305
8.4.1 Conceitos e aplicações ... 305
8.4.2 Fundamentos da expansão do biometano ... 305
8.4.3 Setor sucroenergético ... 306
8.4.4 Análise de sensibilidade: Usinas mais saudáveis financeiramente ... 307
8.4.5 Outros setores ... 308
8.4.6 Investimentos ... 310
8.5 Biodiesel ... 310
8.5.1 Matérias-primas ... 311
8.5.2 Selo Biocombustível Social e agricultura familiar ... 312
8.5.3 Demanda de biodiesel ... 314
8.5.4 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel ... 320
8.6 Combustíveis sustentáveis de aviação ... 321
8.6.1 Oferta e demanda de SAF no Brasil ... 323
8.6.2 Atendimento ao CORSIA e ProBioQAV ... 326
8.7 Inovações e perspectivas emergentes ... 327
8.7.1 Biocombustíveis para uso aquaviário ... 327
8.7.2 Captura e armazenamento geológico do CO_2 biogênico ... 330
8.7.3 Biohidrogênio: Hidrogênio de baixa emissão de carbono oriundo da biomassa ... 332
8.7.4 Combustíveis sintéticos ... 334
8.7.5 Matérias-primas para biocombustíveis ... 336

9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos ... 338

9.1 Considerações iniciais ... 341
9.2 Eficiência energética ... 343
9.2.1 Industrial ... 347
9.2.2 Edificações e serviços públicos ... 348
9.2.3 Transportes ... 353
9.2.4 Agropecuário ... 355
9.3 Micro e minigeração distribuída ... 356
9.3.1 Evolução da MMGD desde 2012 ... 356
9.4 Armazenamento atrás do medidor ... 364
9.5 Incertezas e perspectivas no horizonte decenal ... 380
9.6 Autoprodução não injetada na rede ... 383
9.7 Energia solar térmica ... 385
9.7.1 Setor residencial ... 385

10. Análise Socioambiental ... 388

10.1 Panorama socioambiental da expansão do PDE 2035 ... 391

10.1.1 Análise de emissões de GEE do PDE 2035 392
10.1.2 Subsídios socioambientais para a expansão energética 399
10.1.3 Análise espacial da expansão e temas socioambientais 400
10.2 Desafios socioambiental estratégicos 408
10.2.1 Mitigação das emissões do setor energético 408
10.2.2 Adaptação do setor energético à mudança do clima 412
10.2.3 Transição Energética Justa e Inclusiva 413
10.2.4 Compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade 415
10.2.5 Compatibilização da geração e produção de energia com outros usos da água 416
10.3 Oportunidades socioambientais estratégicas 418
10.3.1 Aproveitamento energético dos resíduos 418
10.3.2 Otimização de recursos e infraestrutura 419
10.3.3 Mecanismos de sustentabilidade e de descarbonização para projetos energéticos 420

11. Transição Energética 422

11.1 Instrumentos para a transição energética brasileira 425
11.2 Transição energética justa e inclusiva 430
11.2.1 Aspectos socioeconômicos da transição energética 430
11.2.2 Pobreza energética 436
11.3 Perspectivas de novas tecnologias 446
11.3.1 Rotas de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS/CCUS/BECCS) 446
11.3.2 Alternativa de fonte de energia limpa e de transição conectada ao setor de óleo e gás – energia geotérmica 452
11.4 Minerais estratégicos para a transição energética 454
11.4.1 Panorama global 454
11.4.2 Minerais estratégicos para a transição energética brasileira 456

12. Consolidação dos Resultados 461

Lista de Figuras 474

Lista de Tabelas 481

Referências Bibliográficas 483

Agradecimentos 520

Anexo I Geração Centralizada de Energia Elétrica 524

Anexo II Transmissão de Energia – Contratos Vincendos no Horizonte do PDE 530

Anexo III Diretrizes utilizadas para elaboração do PDE 2035 533

1. Orientações gerais 533
2. Economia e Demografia (Premissas Gerais) 533
3. Demanda de Energia 534
4. Geração Centralizada 534
5. Transmissão de Energia Elétrica 535
6. Produção de Petróleo e Gás Natural 535
7. Abastecimento de Derivados de Petróleo 536
8. Gás Natural 536
9. Oferta de Biocombustíveis 537
10. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos 537
11. Transição Energética 538
12. Análise Socioambiental 538
13. Consolidação de Resultados 539

Diretrizes Supraciclo do Ciclo de Elaboração do PDE 2035 539
Demanda de Energia 539
Geração Centralizada 539
Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos 539

Transição Energética 539
Análise Socioambiental 540

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), com envolvimento da Secretaria Executiva (SE), das Secretarias Nacionais de Energia Elétrica (SNEE), de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SNPGB) e de 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 Política Nacional de Transição Energética (PNTE) que, conforme disposto na Resolução CNPE nº

5, de 26 de agosto de 2024, 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, desde o ciclo anterior o plano passou a dar ainda mais destaque ao debate da transição energética brasileira, com um capítulo dedicado a explorar o tema.

A preparação do PDE 2035 foi iniciada no último trimestre de 2024, com conclusão dos estudos em dezembro de 2025. Dados de figuras, tabelas, além de textos explicativos, notas metodológicas e dados de entrada de modelos de simulação, estão disponíveis na página do PDE 2035 no site da EPE (www.epe.gov.br).

O PDE 2035 foi aprovado pela Portaria MME nº 923, de 1º de julho de 2026.

Capítulo 1.

Economia e Demografia

Pontos principais

- No horizonte decenal, a população brasileira cresce à taxa média de 0,3% a.a., atingindo o patamar de 219,5 milhões de habitantes em 2035. Com relação ao número de domicílios, a perspectiva é de um crescimento médio de 1,2% a.a., alcançando 88,9 milhões de domicílios no final do período. Com isso, espera-se que a relação habitante/domicílio reduza para 2,5 em 2035.

- Em termos de economia mundial, os países emergentes devem apresentar maior contribuição para o crescimento mundial. Por outro lado, as economias mais desenvolvidas devem apresentar um crescimento mais modesto. Em média, o crescimento esperado para o PIB e o comércio mundial é de 3,0% a.a. e 3,3% a.a., respectivamente.

- No que se refere à economia nacional, a perspectiva é de uma trajetória de crescimento médio do PIB em torno de 2,8% a.a. no cenário de referência. Nesse cenário, os investimentos devem atingir 19,6% do PIB e a Produtividade Total dos Fatores (PTF) avança 0,7% no último quinquênio. A melhora gradual no ambiente macroeconômico permitirá uma recuperação da confiança dos agentes, viabilizando um maior ritmo de atividade. A aprovação de reformas importantes, como a tributária, terá efeitos mais significativos sobre a atividade econômica no segundo quinquênio, aumentando a competitividade e produtividade da economia.

- Pela ótica da oferta, o desempenho do PIB reflete a expectativa de crescimento médio de 3,0% a.a. para a agropecuária, de 2,6% a.a. para a indústria, e de 2,9% a.a. para os serviços. A expansão esperada para a demanda interna, os ganhos de produtividade e o cenário mais favorável para o consumo e para os investimentos promovem maior dinamismo à atividade doméstica e estimulam a produção industrial e as atividades de serviços. Além disso, o cenário externo de crescimento da demanda internacional deve favorecer setores produtores de commodities, em especial de alimentos, minerais e bioinsumos, impulsionados também pela agenda de transição energética.

- No cenário inferior, é esperado um crescimento médio anual de 1,9% para o PIB nos próximos dez anos, com crescimento médio de 2,4% para a agropecuária, de 1,5% para a indústria e de 1,9% para os serviços. Já no cenário superior, espera-se um crescimento médio anual de 3,9% para o PIB, com as médias de 3,4% para a agropecuária, de 4,0% para a indústria e de 3,8% para os serviços.

Neste capítulo, apresentam-se as premissas socioeconômicas que servem de subsídios para as projeções de demanda de energia do PDE 2035. São apresentadas as perspectivas do cenário de referência para a evolução demográfica, da economia mundial e da economia nacional para o horizonte entre 2026 e 2035 [1].

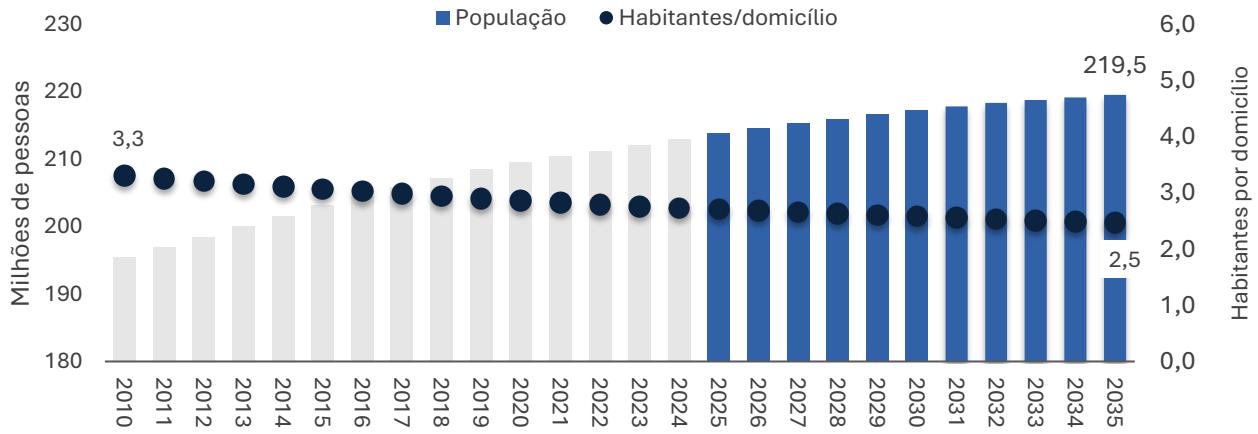
Considerando a elevada incerteza inerente aos cenários de longo prazo, foram desenvolvidos também dois cenários alternativos para a economia doméstica – chamados de "inferior" e "superior". Esses exercícios de sensibilidade permitem que o planejamento energético leve em consideração parte dos riscos associados ao desempenho da economia.

As premissas e os cenários apresentados nesse capítulo estão detalhados em nota técnica da EPE intitulada "Cenários econômicos para os próximos 10 anos".

1.1 Perspectivas sociodemográficas

Projeta-se que a população brasileira seguirá apresentando taxas decrescentes de incremento, resultando em um crescimento médio de 0,3% a.a. ao longo do horizonte decenal, alcançando 219,5 milhões de habitantes em 2035. Considerando a expectativa de elevação da renda e redução do déficit habitacional, é esperado um crescimento médio de 1,2% a.a. do número de domicílios nos próximos dez anos, atingindo o nível de 88,9 milhões de domicílios em 2035. A Figura 1-1[2] apresenta a evolução da população brasileira no período de 2010 a 2035.

Figura 1-1 – Evolução da população brasileira



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2024).

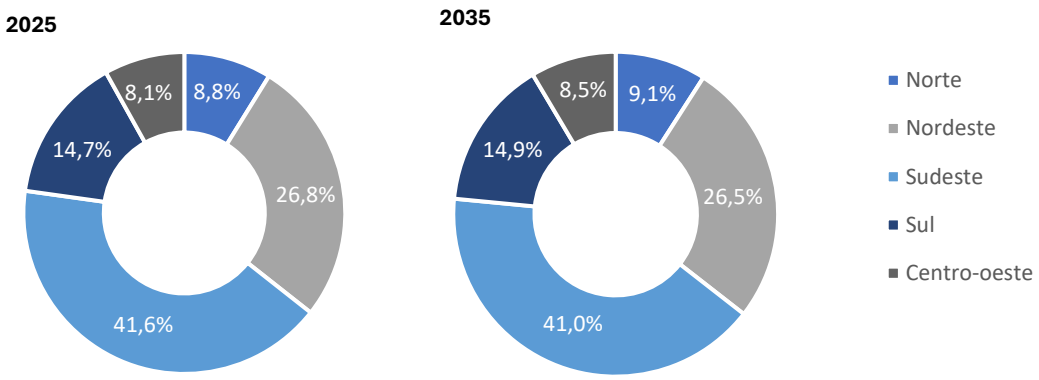
Embora não haja tendência de mudanças significativas na distribuição regional, as alterações na distribuição etária da população podem trazer impactos relevantes. O envelhecimento da população brasileira poderá afetar o crescimento econômico de médio e longo prazo, em decorrência da diminuição da força 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] O cenário econômico foi elaborado em outubro de 2024, e, por esse motivo, considerou as informações disponíveis até então. Os primeiros cinco anos de projeção do cenário econômico de referência incorpora as perspectivas consideradas no Planejamento Anual da Operação Energética 2025-2029.

[2] As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo "Projeções da população: notas metodológicas 01/2024 - Brasil e unidades da federação: revisão 2024", de 2024, do IBGE, que atualizam a base do Censo de 2022. Entretanto, é realizado um ajuste para alteração da data base de 01 de julho para 31 de dezembro.

Ao longo do horizonte decenal, não são esperadas mudanças relevantes na distribuição da população nas regiões geográficas. Conforme pode ser observado na Figura 1-2, as regiões Sudeste e Nordeste permanecerão como as mais populosas, representando, respectivamente, 41,0% e 26,5% da população brasileira em 2035. 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 9,1% e 8,5% em 2035, respectivamente. A região Sul também cresce, porém em menor magnitude, com 14,9% no fim do horizonte decenal.

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



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2024).

1.2 Perspectivas para a economia mundial

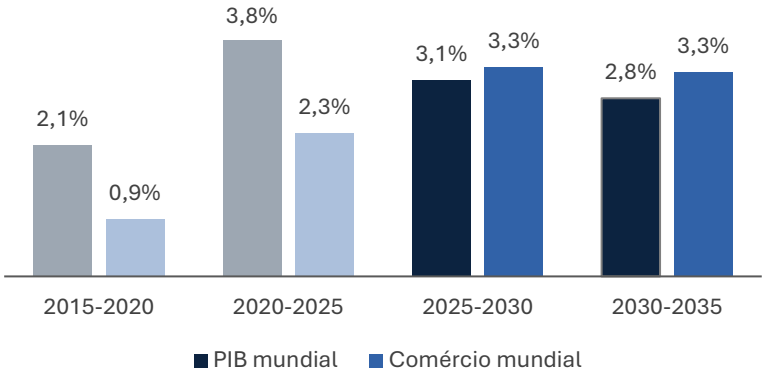
Na construção dos cenários econômicos, é fundamental o entendimento dos rumos da economia mundial. A perspectiva para a economia mundial é que, no curto prazo, a atividade global continue sendo pressionada pelas políticas monetárias restritivas adotadas em diversos países para combater a inflação alta. Mesmo com 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.

Considerando as incertezas[3] e pressões inflacionárias atuais, a perspectiva para o próximo decênio é de que o PIB mundial apresente ritmo moderado de crescimento. Dessa forma, comparado ao último quinquênio, a projeção é de que o PIB mundial cresça, em média, nos próximos cinco anos a uma taxa menor (3,1%), conforme pode ser observado na Figura 1-3. No quinquênio seguinte, não deve haver muita variação no crescimento esperado (2,8%). O comércio mundial deve manter uma taxa de expansão média de 3,3% durante o próximo período decenal.

Os países emergentes devem apresentar 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.

[3] Conflitos geopolíticos, eventos climáticos extremos, entre outros.

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



Fonte: FMI (WEO – outubro de 2024 – histórico e projeções até 2035).

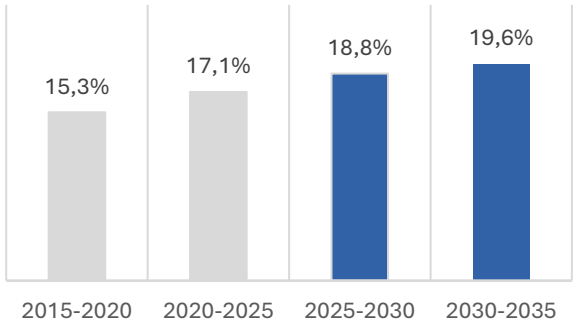
1.3 Perspectivas para a economia nacional: Cenário de referência

Este item trata do cenário de referência para a economia brasileira, considerando as perspectivas demográficas e as expectativas para a economia mundial. Para a construção desse cenário, foram adotadas as seguintes premissas:

- No curto prazo, espera-se que a inflação seja controlada, as taxas de juros comecem a reduzir e o mercado de trabalho permaneça com baixo desemprego;
- No médio prazo, espera-se um ambiente de negócios mais favorável, impulsionado pela queda da taxa Selic, pelo aumento da demanda interna e por impactos positivos resultantes da Reforma Tributária.

Diante de um ambiente com maior estabilidade, com a redução da taxa de juros e as reformas, projeta-se que os investimentos apresentem uma elevação da participação em relação ao PIB, conforme consta na Figura 1-4. Importante ressaltar que o Arcabouço Fiscal, ao garantir um piso para os investimentos públicos, contribui para essa projeção. Além disso, a implantação da Reforma Tributária poderá ser também um relevante incentivo para a ampliação dos investimentos, especialmente no médio e no longo prazo.

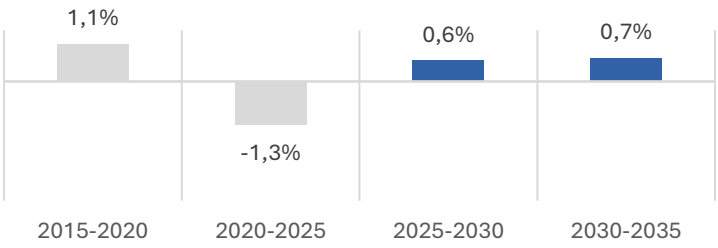
Figura 1-4 – Evolução da taxa de investimento (% do PIB)



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e IBGE (histórico).

A expectativa é que um montante significativo desses investimentos seja aplicado no setor de infraestrutura, tendo em vista a dimensão dos gargalos logísticos do Brasil. Na medida em que esses investimentos forem se materializando, espera-se uma diminuição gradual do Custo Brasil[4] e um consequente aumento da taxa de produtividade. A Figura 1-5 demonstra as projeções da expansão da produtividade total dos fatores para o horizonte decenal, o que resultará em uma melhoria da competitividade da economia brasileira.

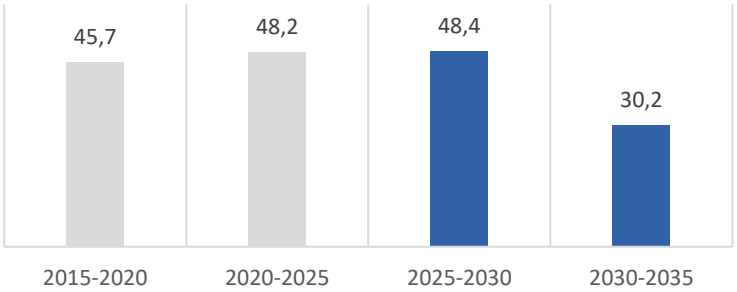
Figura 1-5 – Evolução da produtividade total dos fatores (PTF)



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e FGV (histórico).

Para o comércio exterior, a expectativa é que a balança comercial siga apresentando saldos positivos (Figura 1-6), entretanto com médias decrescentes no segundo quinquênio. A maior competitividade da economia brasileira e o bom desempenho das *commodities*, especialmente dos produtos agropecuários e de mineração, devem favorecer a expansão das exportações. No entanto, em relação às importações, espera-se uma taxa de crescimento maior do que das exportações, em função do aumento da renda nacional e do desempenho mais moderado da economia mundial.

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

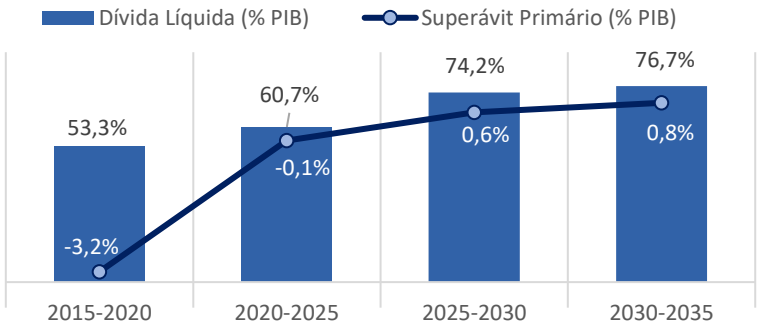


Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e Ministério da Economia (histórico).

Em relação às contas públicas, projeta-se a obtenção de superávit primários crescentes ao longo do horizonte, conforme apresentado na Figura 1-7. Entretanto, os resultados primários gerados serão insuficientes para gerar uma estabilização da relação DLSP (Dívida Líquida do Setor Público) em relação ao PIB. Espera-se para o segundo quinquênio uma dívida líquida ligeiramente maior do que no primeiro quinquênio.

[4] O Custo Brasil se refere ao conjunto de entraves estruturais, burocráticos, trabalhistas e econômicos que atrapalham o ambiente de negócios e o crescimento do país.

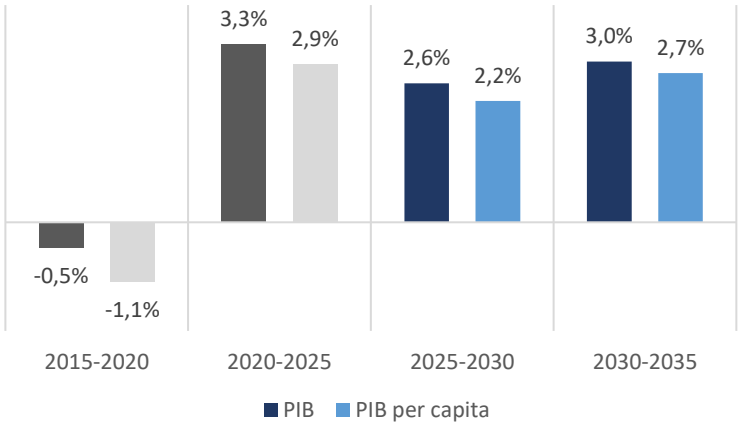
Figura 1-7 – Evolução dos indicadores do setor público



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e BCB (histórico).

Considerando as expectativas para as principais variáveis macroeconômicas acima descritas, projeta-se um crescimento médio do PIB brasileiro de 2,8% a.a. ao longo do horizonte decenal. No primeiro quinquênio, a média de crescimento é menor, em função do nível ainda elevado das taxas de juros e do tempo de maturação das reformas econômicas. Para o segundo quinquênio, espera-se um crescimento mais robusto, decorrente de um ambiente de maior estabilidade e mais favorável aos negócios, como também de uma maior expansão do consumo das famílias. Diante das estimativas de PIB e de população, a expectativa é de um crescimento médio do PIB *per capita* da ordem de 2,5%. A evolução projetada para o PIB e para o PIB *per capita* para os quinquênios é apresentada na Figura 1-8.

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



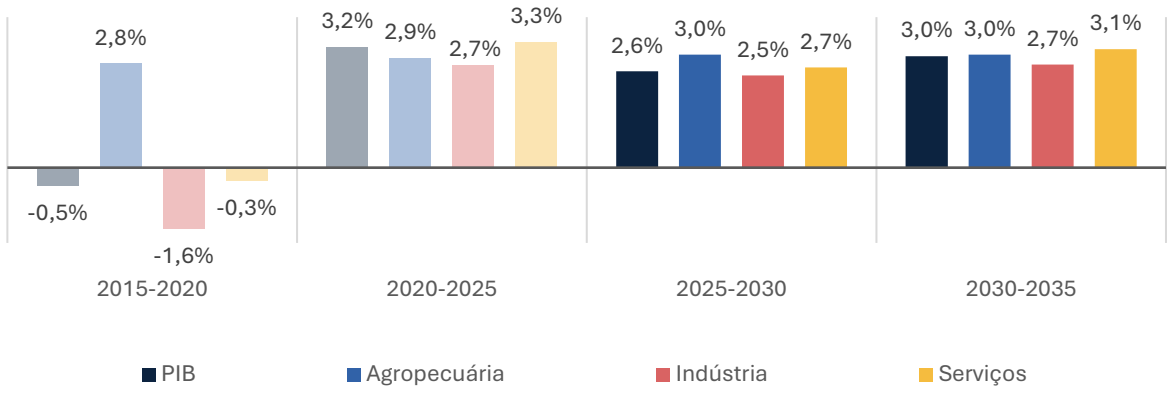
Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e IBGE (histórico).

A Figura 1-9 apresenta o crescimento econômico pela ótica da oferta, com destaque para os macrossetores – agropecuária, indústria e serviços.

Com relação à agropecuária, espera-se uma expansão média anual da ordem de 3,0%, puxada pela maior demanda, tanto interna quanto externa, associada ao crescimento da atividade, da população e da demanda por insumos bioenergéticos para transição energética. O Brasil é um importante fornecedor global desses insumos e possui boas condições para expansão da oferta com ganhos de produtividade. Tal desempenho positivo pode ser corroborado pelas perspectivas de expansão para a produção de grãos e carnes apresentadas no último relatório do Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA, 2024).

Com relação aos segmentos da indústria e dos serviços – componentes mais pró-cíclicos e atrelados ao desempenho da demanda interna – espera-se um crescimento mais robusto e sustentado na comparação com o decênio passado. Nos últimos dez anos, a economia foi afetada por crises econômicas e sanitárias que afetaram de forma negativa a confiança dos agentes e as decisões de consumo e investimento. Para os próximos dez anos, no entanto, as expectativas para a economia doméstica são mais favoráveis.

Figura 1-9 – Evolução dos valores adicionados macrossetoriais



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e IBGE (histórico).

Espera-se que o contexto de maior estabilidade macroeconômica e maior confiança dos agentes se traduzam em expansão dos negócios em diversos segmentos econômicos. Esse movimento também é impulsionado pelo aumento esperado para o consumo das famílias no período, consequência do crescimento da renda, do emprego e do poder de compra dos consumidores em meio a um contexto de maior controle inflacionário e menor custo de crédito.

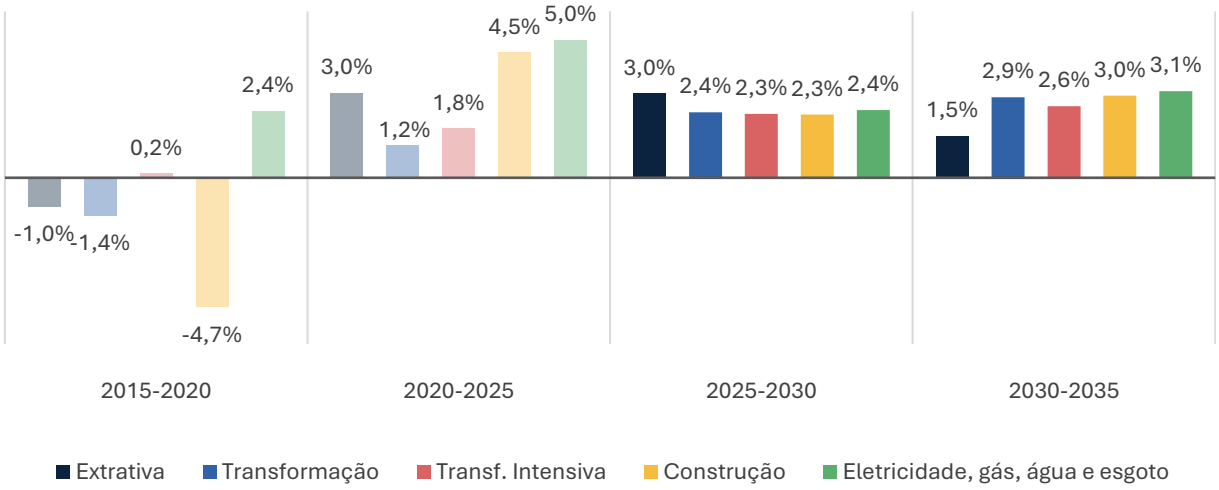
Tais fatores, associados ao aumento da produtividade, à aprovação de reformas estruturantes e à expansão dos investimentos, geram impulsos ao crescimento da produção industrial e dos serviços no horizonte de estudo.

Destacam-se, nesse sentido, as contribuições positivas esperadas para a expansão da produção nacional associadas às políticas e metas de investimentos previstos no Nova Indústria Brasil (CNDI, 2024), no Novo PAC (Brasil, 2024), no Marco do Saneamento (Brasil, 2020) e no Plano Nacional de Logística 2035 (EPL, 2021).

Dessa forma, no horizonte entre 2025 e 2035, projeta-se um crescimento médio de 2,6% a.a. para indústria e de 2,9% para os serviços no horizonte decenal.

Com relação à indústria, espera-se que esse crescimento seja puxado, no horizonte decenal, principalmente por segmentos voltados ao mercado doméstico. A Figura 1-10 detalha o crescimento médio anual esperado por quinquênio para os grandes setores industriais.

Figura 1-10 – Evolução dos valores adicionados industriais



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e IBGE (histórico).

Ao longo do horizonte de dez anos, projeta-se um crescimento da ordem de 2,3% a.a. para a indústria extrativa, desempenho associado à maior exploração de petróleo do Pré-Sal e ao aumento da produção de minério de ferro e de minerais estratégicos associados à transição energética. No entanto, a contribuição do setor é mais significativa no primeiro quinquênio. No segundo quinquênio há uma desaceleração do crescimento em função da redução da exploração de petróleo esperada nos últimos anos de projeção. Dado o peso dessa atividade no valor adicionado da extrativa, esse movimento compensa parcialmente o crescimento esperado para as demais atividades minerais.

Com relação ao segmento de produção e distribuição de eletricidade, gás, água e esgoto, espera-se uma expansão média anual de 2,8% no horizonte, impulsionada pela maior demanda por serviços de infraestrutura de energia, transporte e saneamento, considerando o maior crescimento populacional e da atividade produtiva, além da agenda de transição energética.

A indústria de construção deverá crescer, em média, 2,6% a.a., puxada tanto pelos projetos de investimento em infraestrutura e saneamento esperados para o período, quanto pela maior demanda do segmento imobiliário, favorecida pelo cenário de maior poder de compra das famílias e menores juros.

Por fim, espera-se que a indústria de transformação apresente um crescimento médio anual da ordem 2,6%. O setor deve ser impulsionado pela própria expansão da atividade econômica, em função do seu elevado encadeamento para frente e para trás, sendo fornecedor e demandante de produtos ao longo de toda a cadeia produtiva.

Em termos de intensidade energética, espera-se um crescimento de 2,4% para o grupo de segmentos da transformação classificados como energointensivos. Esses segmentos são, em sua grande maioria, produtores de bens intermediários para outras atividades econômicas. Os demais segmentos da transformação devem crescer em média 2,8% a.a., puxados pela maior demanda das famílias por bens de consumo duráveis e não duráveis e pelo aumento da demanda por bens de capital do setor produtivo, na forma de investimentos.

1.4 Perspectivas para a economia nacional: Cenários alternativos

Nesta seção são apresentados dois cenários alternativos ao cenário de referência, chamados de "inferior" e "superior", que se encontram resumidos na Tabela 1-1 a seguir e cujos cenários estão explicados/detalhados logo em seguida.

Os cenários alternativos foram desenvolvidos a partir da sensibilização das premissas consideradas chave, adotadas nas projeções de referência da economia nacional, incluindo incertezas de curto, médio e longo prazo.

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 acelerada no curto prazo, levando à necessidade de adoção de uma política monetária fortemente contracionista	Pressão inflacionária leva a uma elevação da taxa de juros no curto prazo	Inflação desacelera já no curto prazo, permitindo uma redução mais substancial da Selic
Confiança dos agentes e ritmo de crescimento econômico	Cenário de elevada incerteza afeta a confiança dos agentes, com baixo 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, com efeitos mais significativos sobre a atividade econômica no segundo quinquênio	Aprovação de reformas importantes, com efeitos significativos já no curto prazo
Produtividade total dos fatores	Crescimento fraco	Crescimento gradual	Forte crescimento
Contas públicas	Dificuldade de realização de ajuste fiscal com DLSP/PIB crescente ao longo de todo horizonte	Redução do ritmo de crescimento da DLSP/PIB, com estabilização em torno de 76% do PIB.	Ajuste fiscal com redução mais acentuada da relação DLSP/PIB já no primeiro quinquênio

Fonte: Elaboração EPE.

1.4.1 Cenário inferior

No cenário inferior, espera-se um ambiente econômico com maior incerteza e instabilidade, o que limita o comportamento dos agentes e restringe o crescimento da economia. Além disso, a expectativa é de uma maior pressão inflacionária, o que leva à necessidade de aumento ou manutenção prolongada do patamar da taxa de juros.

Em função disso e de um menor nível de confiança dos agentes, projeta-se um crescimento mais baixo dos investimentos em relação ao cenário de referência. Em 2035, o volume de

investimentos deve atingir o patamar de 17,5% do PIB. Essa taxa de investimento é insuficiente para que o país possa avançar em solucionar seus gargalos de infraestrutura.

É esperada uma maior dificuldade na aprovação de reformas econômicas estruturantes. Nesse sentido, a expectativa é de que não haja melhoria no ambiente de negócios e nem no nível de competitividade da economia brasileira. Diante disso, a produtividade deve ter um baixo crescimento, com média de 0,3% a.a. ao longo do horizonte decenal.

Em relação às contas públicas, espera-se que o baixo nível de atividade econômica gere impactos negativos na arrecadação, impossibilitando a obtenção de resultados primários relevantes. Dessa forma, projeta-se que a DLSP/PIB deve expandir ao longo do decênio, alcançando o patamar de 92,0% do PIB em 2035.

Tendo em vista as baixas taxas de investimento e produtividade, esperam-se dificuldades para o mercado de trabalho. Essa situação tende a restringir a expansão do consumo das famílias e da demanda interna. A expectativa é que a economia brasileira deve crescer, em média, 1,9% a.a. nesse período (Figura 1-11).

Pela ótica da oferta, o crescimento econômico mais fraco é refletido no desempenho mais modesto dos segmentos da indústria e dos serviços, que devem expandir em média, respectivamente, 1,5% a.a. e 1,9% a.a. Esse desempenho é consequência da menor expansão da renda e da demanda doméstica, bem como dos menores incentivos para a decisão de consumir e produzir, dada a maior incerteza no ambiente de negócios, maior pressão inflacionária e maiores custos financeiros. Por outro lado, espera-se um bom desempenho para o setor agropecuário, com expansão projetada de 2,4% a.a., diante das expectativas positivas para a demanda internacional e doméstica.

1.4.2 Cenário superior

No cenário superior, é esperada uma maior estabilidade econômica com queda da inflação inclusive no curto prazo, possibilitando uma redução mais significativa da taxa Selic. Dado esse ambiente de menor incerteza e menores juros, espera-se uma elevação do nível de confiança dos agentes, o que tende a impulsionar a atividade econômica.

Nesse sentido, projeta-se uma elevação da taxa de investimentos no período, a qual alcança o nível de 21,8% do PIB, em 2035. Diante de um nível mais alto de investimentos, espera-se que parte dos gargalos de infraestrutura sejam sanados, aumentando a competitividade brasileira.

A expectativa é que sejam aprovadas reformas relevantes para a melhoria do ambiente de negócios já nos primeiros cinco anos. Como resultado, espera-se uma elevação da produtividade de 1,1% a.a. durante o decênio.

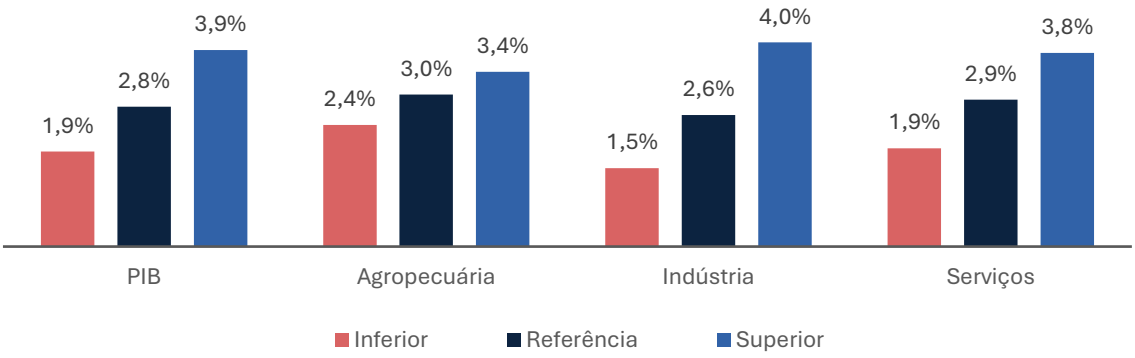
No que se refere às contas públicas, é esperado que seja feito um ajuste fiscal que possibilite a redução da relação DLSP/PIB já no primeiro quinquênio. Projeta-se para 2035 uma dívida líquida de 52,8% do PIB. Esse fator reforça a manutenção de um ambiente de maior estabilidade econômica.

Tendo em vista o melhor desempenho dos principais indicadores econômicos, projeta-se um crescimento mais substancial da atividade econômica. Como resultado, espera-se uma expansão do PIB brasileiro, da ordem de 3,9% a.a. no período (Figura 1-11).

Neste cenário, a expectativa é de uma expansão substancial para todos os macrossetores. Destaca-se o crescimento médio anual de 4,0% esperado para a indústria, refletindo a forte expansão dos investimentos e os ganhos de produtividade, que estimulam a produção física, sobretudo da transformação e da construção. Também se espera um crescimento mais substancial para os serviços, de cerca de 3,8% a.a., acompanhando a maior expansão da renda, do consumo das famílias e da própria atividade econômica. Por fim, a agropecuária deve se

beneficiar do cenário internacional positivo e dos ganhos de competitividade associados à redução de gargalos logísticos e de infraestrutura, observando um crescimento médio anual de cerca de 3,4% nos próximos dez anos.

Figura 1-11 – Taxas médias anuais entre 2025 e 2035 dos cenários econômicos



Fonte: EPE (projeções a partir de 2024) e IBGE (histórico).

Capítulo 2.

Demanda de Energia

Pontos principais

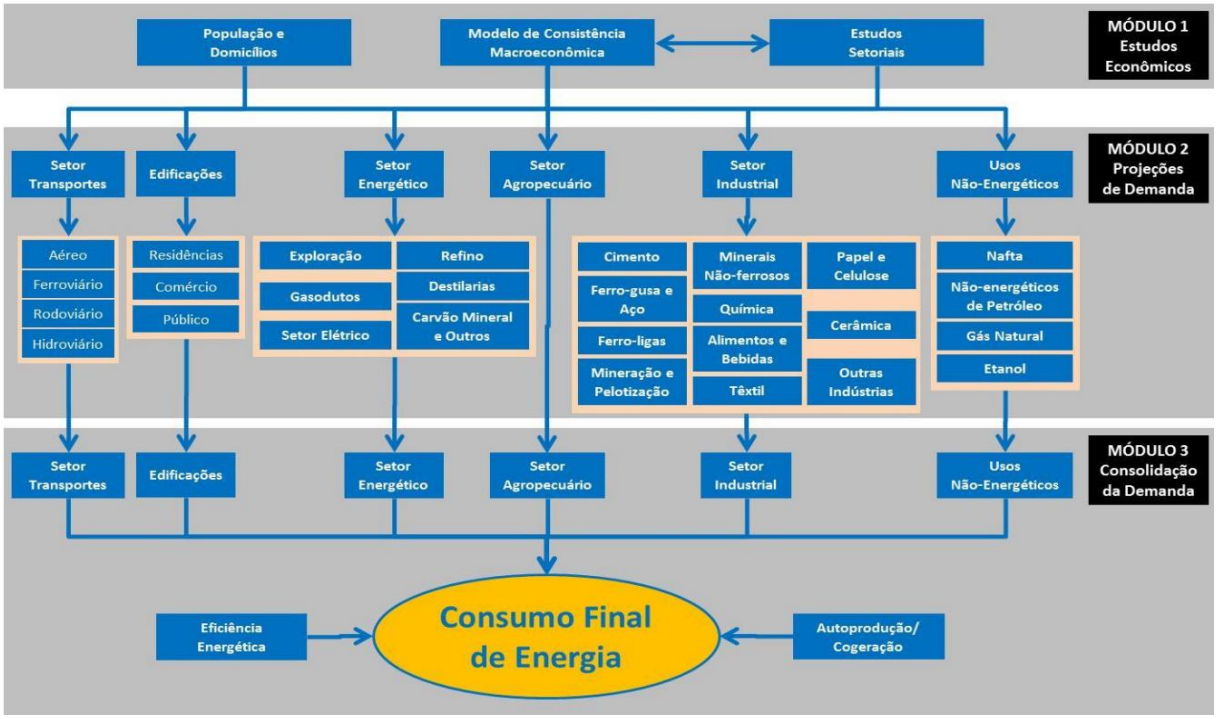
- O consumo final de energia cresce à taxa média de 1,8% ao ano entre 2025 e 2035. Há redução da intensidade energética no período, tanto através de ganhos de eficiência energética como de mudança na participação dos setores energointensivos no consumo de energia no segundo quinquênio.
- Indústria e transportes mantêm-se muito relevantes, com mais de 60% do consumo final de energia em todo o período decenal. Ambos os setores apresentam 32% de participação no consumo em 2025.
- No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose, química, mineração e outras indústrias que ganham importância no horizonte decenal. A eletricidade e o gás natural ganham espaço na indústria brasileira. Por outro lado, perdem participação as seguintes fontes: derivados de cana e derivados de petróleo.
- No setor residencial brasileiro, a eletricidade segue como a principal fonte de energia em 2025 e amplia sua importância de 51% para 59% 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 no cozimento de alimentos por energéticos mais modernos em residências brasileiras, como o GLP e o gás natural, ocorre principalmente em classes mais desfavorecidas.
- 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 4% entre 2025 e 2035. A participação da eletricidade no setor comercial sobe de 89% para 92%. O setor público apresenta taxa de crescimento de 3,0%. A eletricidade ganha participação com a expansão de equipamentos elétricos, assim como a automação e transformação digital das empresas e sistemas de gerenciamento.
- 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 pequena em 2035 (0,9%).
- No período analisado, a participação da gasolina automotiva cai de 26% para 20% da matriz brasileira de transportes, o que está relacionado diretamente à penetração do etanol, que amplia sua participação de 18% para 21%.
- 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 de transportes. Nesse ínterim, o diesel automotivo, incluindo a parcela de biodiesel, é responsável por cerca de 50% da matriz de transportes ao longo do decênio.

- 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, alcançando uma elasticidade-renda de 1,19.

- A carga de energia no SIN crescerá em média 3,3% ao ano até 2035. No subsistema Nordeste, o aumento na carga será maior do que nos demais subsistemas, sobretudo em função do consumo em comércio e serviços. Enquanto o subsistema Sudeste/CO, subsistema com maior volume de consumo, perde participação na carga do SIN, ao realizar taxa de crescimento mais baixa.

Após a análise das perspectivas econômicas e demográficas observadas no Capítulo 1, são elaboradas as projeções de demanda para todos os setores e fontes energéticas. De modo a se manter consistência com os dados históricos, o detalhamento das projeções deve ser compatível com a abertura presente no Balanço Energético Nacional. Diversas questões podem influenciar os resultados e demanda, além de aspectos socioeconômicos: tecnologias, eficiência energética, autoprodução de energia, entre outros. A estrutura de consolidação do consumo final de energia pode ser observada na Figura 2-1.

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



Fonte: Elaboração EPE.

No primeiro quinquênio, o consumo final de energia se expande à taxa anual de 2,0%, chegando a 1,6% anuais no segundo quinquênio. Entre 2025 e 2035, obtém-se uma elasticidade-renda de 0,66, com uma expansão anual do consumo de energia à taxa de 1,8%.

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 do setor comercial, em detrimento do setor de transportes. Neste ínterim, observa-se um decréscimo da intensidade energética ao longo do horizonte decenal, com perda de participação de indústrias energointensivas no cenário de referência deste estudo.

Para o decênio em estudo, a taxa média de crescimento do consumo de energia per capita apresentada é de 1,5% ao ano. O valor alcançado em 2035 para esse indicador se aproxima dos níveis atuais de países como o Chile e a Turquia. Entretanto, quando comparado com os níveis observados em países desenvolvidos, esse indicador ainda fica distante.

Tabela 2-1 – Indicadores: Consumo final de energia

Indicador	2025	2030	2035
Consumo Final de Energia (10^6 tep)	301	333	360
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,41	1,54	1,64
Intensidade Energética da Economia (tep/10^3 R$ [2010])	0,064	0,062	0,058
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,79 (2025-2030)	0,53 (2030-2035)	0,65 (2025-2035)

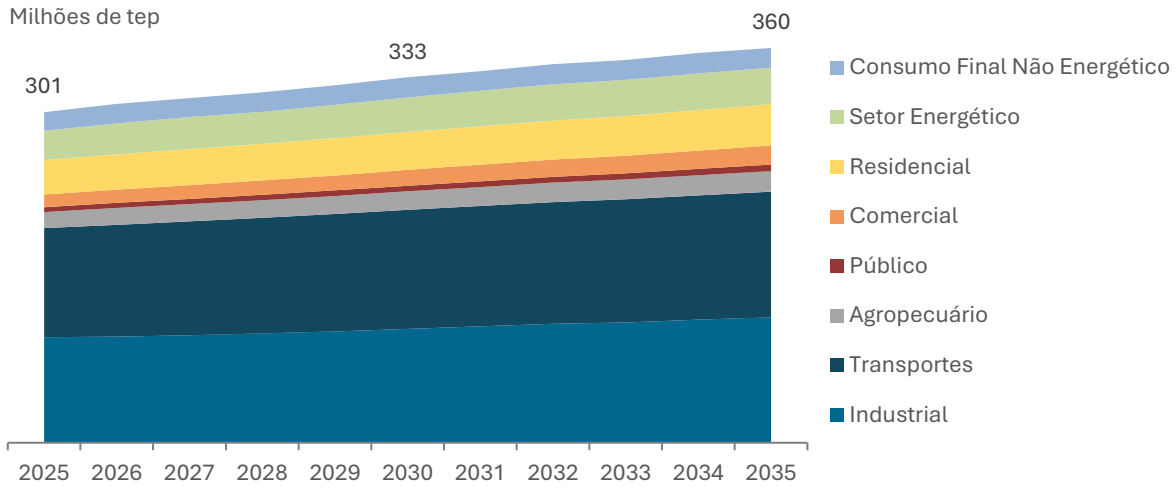
Fonte: Elaboração EPE.

2.1 Consolidação por setor

Entre 2025 e 2035, há perspectivas de aumento do consumo de energia em todos os setores, considerando-se a lógica ditada pelo cenário econômico-setorial. Espera-se que o consumo de energia relacionado ao comércio ganhe relevância no período decenal, com incremento médio anual de 4,2%. O setor de transportes mantém-se com a maior participação entre os setores de consumo, principalmente por conta da importância do modo rodoviário. Entretanto, este setor reduz sua participação no decênio, passando de 33% para 32% do consumo de energia no País.

A indústria deve ser um dos principais vetores de crescimento do consumo de energia do País, com manutenção da participação do setor no consumo final de energia em torno de 32%. No primeiro quinquênio, destacam-se os segmentos como mineração, papel e celulose, siderurgia e não-ferrosos. Já no segundo quinquênio, os segmentos de química e cimento se destacam.

Figura 2-2 – Consumo final de energia por setor



Fonte: Elaboração EPE.

2.1.1 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.

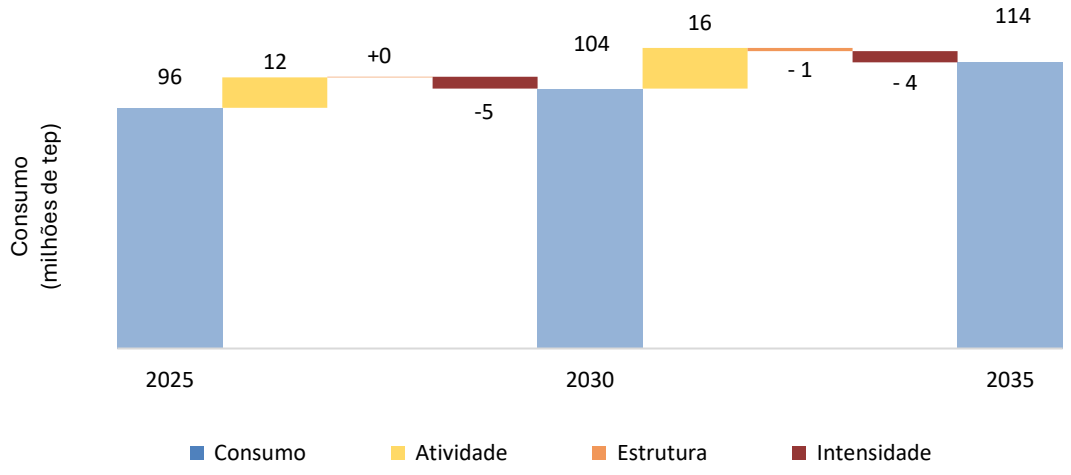
No cenário deste estudo, a produção do alumínio primário cresce à taxa média de 1,5% anuais e ainda padece com os custos com energia. O incremento da produção física de alumina (3,0% a.a.) ocorre principalmente na região Sudeste devido à retomada da capacidade instalada. O consumo de eletricidade relacionado 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), cresçam de forma mais acelerada no segundo intervalo do horizonte decenal.

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 energointensivos, e intensidade, por conta dos ganhos de eficiência energética, contrapondo-se ao efeito atividade predominante, contribuem para redução do consumo energético até 2030. No segundo quinquênio o efeito atividade é ainda mais intenso, impulsionando o consumo energético. Entretanto, tanto a estrutura do setor quanto a intensidade, ajudam a reduzir o efeito da atividade em 25%, totalizando 114 Mtep em 2035.

Figura 2-3 – Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final[1]



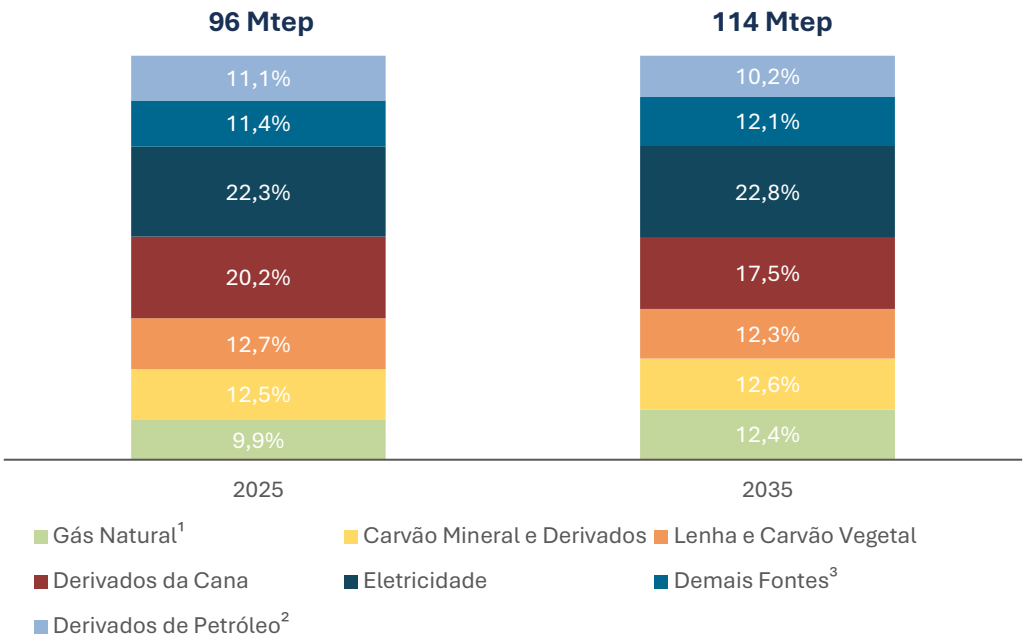
Notas: (1) não inclui o setor energético.

Fonte: Elaboração EPE.

No intervalo decenal, observam-se mudanças marginais na participação da eletricidade, enquanto lenha, carvão vegetal e bagaço de cana tiveram uma leve redução na matriz e carvão mineral e derivados de petróleo mantêm a participação no horizonte em estudo. 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. Já o gás

natural apresenta ampliação de sua importância, com destaque para a elevação da sua participação em 2035, saindo de 9,9% para 12,4%. Este movimento aconteceu pela substituição de fontes fósseis menos eficientes e mais poluidoras, como o óleo combustível e o coque de petróleo.

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



Notas: (1) Inclui biometano. (2) Inclui óleo diesel, óleo combustível, GLP, querosene e outras secundárias de petróleo. (3) Inclui biodiesel, licor preto, outras renováveis e outras não renováveis.

Fonte: Elaboração EPE.

2.1.2 Transportes

Demanda do setor de transportes

O setor de transportes constitui um dos principais vetores de consumo energético no Brasil, desempenhando papel estratégico na sustentação do crescimento econômico e do desenvolvimento nacional. A mobilidade de bens e passageiros representa condição fundamental para a geração de valor agregado na economia, estabelecendo correlação direta entre a demanda por serviços de transporte e o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro.

O consumo energético do setor de transportes 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.

Transporte de cargas

A atividade total do transporte de cargas deve aumentar 2,9% a.a. entre 2025 e 2035. Esse crescimento é necessário para o escoamento da produção brasileira, oriunda principalmente do agronegócio. A recuperação do PIB per capita, que superou em 2024 o patamar histórico de 2013, dinamiza setores como varejo e construção civil, intensivos em transporte rodoviário. Além disso, investimentos em infraestrutura, como os previstos no Novo PAC, tendem a aumentar

investimentos, 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. Com destaque para a melhoria da intensidade da malha existente, 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 com o modo ferroviário, favorecendo a elevação das exportações de produtos agrícolas, bem como incremento da cabotagem. Com isso, projeta-se que o modo ferroviário deve elevar sua participação na matriz de transportes de carga brasileira, passando de 17,4% em 2025 para 21,2% em 2035. 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.

Assim, 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. Este programa prevê o aumento da adição de etanol e biodiesel, além de estimular o biometano, o diesel verde e os combustíveis sustentáveis de aviação (SAF – Sustainable Aviation Fuel). Apesar dessas políticas, e da crescente eletrificação dos automóveis e comerciais leves, a maior parte do escoamento da produção brasileira continua sendo atendida por caminhões pesados. As propriedades deste tipo de transporte, intensivo em peso e de longa distância, dificultam a eletrificação do segmento. Apesar de avanços na hibridização e do crescente licenciamento de caminhões movidos a gás, a maior parte dos licenciamentos deve continuar sendo de veículos a diesel, o que explica a manutenção da demanda por óleo diesel. Ainda assim, os licenciamentos de caminhões movidos a fontes alternativas de energia, como elétricos e híbridos, comparativamente aos de combustão interna, devem começar a se tornar mais significativos.

Nos segmentos de caminhões semileves e leves, estima-se que 22% dos licenciamentos em 2035 devem ser compostos por veículos híbridos e elétricos. Nos caminhões médios, devido à crescente utilização destes veículos para distribuição final em cidades (*last mile*), espera-se uma participação de 17% nos licenciamentos. Dentre as fontes de propulsão, projeta-se uma participação de 17,6% para elétricos, e uma menor representação de híbridos (2,5%), considerando-se o total de caminhões semileves, leves e médios em 2035.

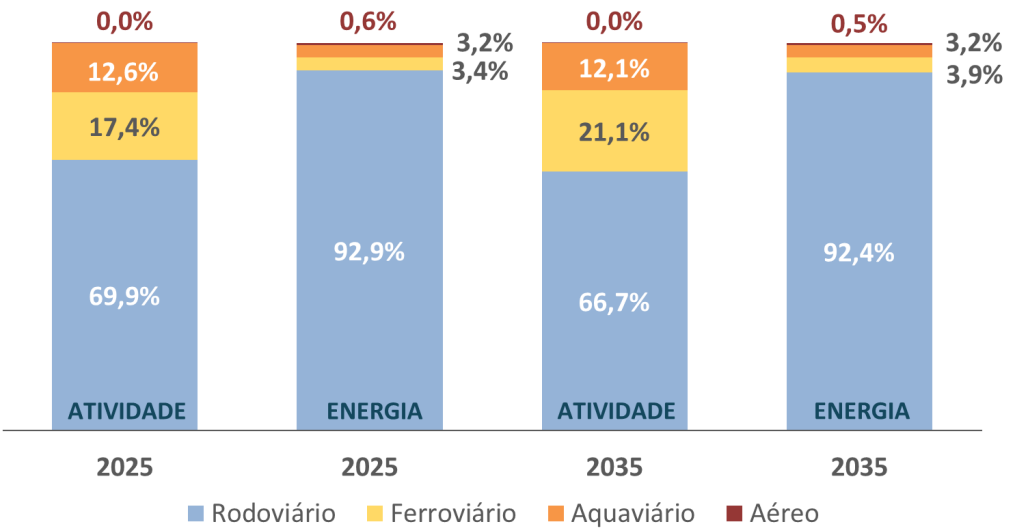
Para os segmentos de caminhões mais pesados, a opção de eletrificação deve levar mais tempo para ser competitiva frente aos veículos tradicionais. Em semipesados e pesados, estima-se a participação de eletrificados de apenas 1,4% dos licenciamentos em 2035, de tal forma que, do total de licenciamentos de caminhões, 6,4% devam ser eletrificados ao fim do período decenal. Especialmente para pesados, projeta-se uma participação restrita de elétricos, com outras alternativas como o gás natural comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL), além da hibridização avançando mais rapidamente.

No final do período decenal, a frota de caminhões será de 2,4 milhões de veículos, em que a participação da frota híbrida e elétrica deve ser pouco representativa ainda, com somente 1,8% do total. Outra alternativa tecnológica ao caminhão a diesel é a propulsão a gás natural, em especial o gás natural liquefeito (GNL). A existência de corredores logísticos dedicados, a infraestrutura de abastecimento de GNV e GNL e o aumento da produção de biometano podem favorecer o uso de gás natural e biometano no transporte rodoviário de cargas ao longo do

horizonte do PDE. Vale mencionar que políticas públicas, tais como Taxonomia Sustentável Brasileira, Fundo Clima do BNDES e o Programa MOVER, contribuem para acelerar a adoção dessa tecnologia. Entretanto, o maior custo de aquisição da tecnologia, 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 dessa tecnologia no Brasil no período de estudo. Em 2035, esse tipo de motorização deve avançar nos segmentos mais pesados, com participação do GNC/GNL nos licenciamentos de caminhões médios, semipesados e pesados de 0,9%, 3,7% e 4,3%, respectivamente.

Em termos energéticos, entre 2025 e 2035, a demanda do transporte de cargas (em tep) cresce, em média, 1,8% ao ano, aumentando de 41,1 milhões de tep em 2025 para 49,1 milhões em 2035. A diferença em relação à taxa da atividade (em t.km), que está projetada para crescer 2,9% a.a., é explicada, em grande medida, pela expansão de modos de transporte mais eficientes, como o ferroviário e o aquaviário, assim como pela melhora na eficiência dos caminhões. As participações de cada modo na atividade e no consumo energético do transporte de cargas no Brasil são observadas na Figura 2-5.

Figura 2-5 – Participação dos modos na atividade (t.km) e demanda energética (tep) do transporte de cargas



Fonte: Elaboração EPE.

Desta forma, do consumo total de energia projetado para o transporte de cargas em 2025, 38,2 milhões de tep são destinados ao modo rodoviário, enquanto os transportes de cargas ferroviário, aquaviário e aéreo domésticos devem demandar, respectivamente, 1,4 milhão, 1,3 milhão e 0,2 milhão de tep. Em 2035, esses valores devem subir para 45,4 milhões, 1,9 milhão, 1,6 milhão e 0,3 milhão de tep para os transportes de cargas rodoviário, ferroviário, aquaviário e aéreo, respectivamente.

Transporte de passageiros

Vale destacar alguns aspectos qualitativos que influenciam as taxas de crescimento de cada modo de transporte, em especial o de passageiros. O crescimento populacional é fator de incremento de demanda. Por outro lado, o envelhecimento da população brasileira tende a reduzir a demanda por transporte, com pessoas aposentadas não necessitando de locomoção diária ao trabalho.

Além disso, deve-se destacar o aspecto da conectividade, em seus diversos desdobramentos. Se crescente, ela ajuda a reduzir a demanda por transporte, tornando possível o trabalho remoto. Contudo, cabe ressaltar que o aumento da conectividade também contribui para a mobilidade, facilitando o acesso ao transporte, inclusive individual, mesmo para quem não tem a propriedade dos meios de transporte. Isso tende a aumentar a locomoção de pessoas, inclusive de pessoas de menor renda e de maior idade.

Outra variável importante é a economia, mais especificamente o nível de renda da população, na medida em que uma renda maior está associada a uma maior demanda por mobilidade. A atividade de transporte de passageiros estimada ultrapassou, em 2024, aquela observada em 2014 pela primeira vez desde então.

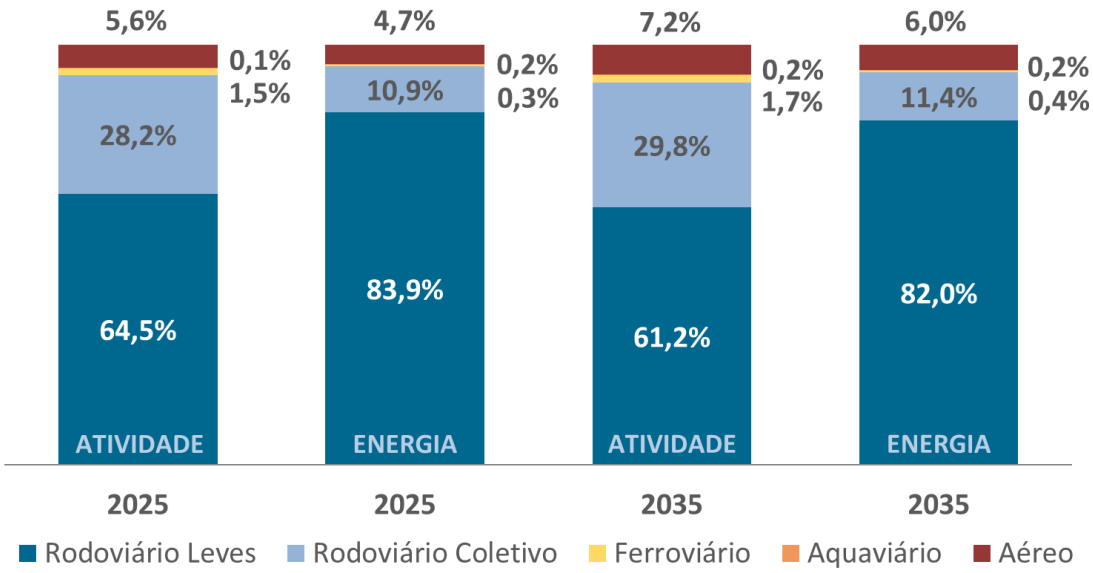
Adicionalmente, o contínuo crescimento do PIB e da população, além dos investimentos previstos no Novo PAC, devem fazer a atividade total do transporte de passageiros aumentar 2,7% a.a. entre 2025 e 2035. Apesar disso, a alta nos preços dos combustíveis e dos veículos, além dos elevados patamares de juros e endividamento da população, limitaram os licenciamentos de veículos novos.

A conjuntura de altos preços e juros relativamente elevados, além de políticas de mobilidade urbana, devem fazer com que a evolução do licenciamento de veículos leves não acompanhe o crescimento da demanda por mobilidade da sociedade no período decenal. Projeta-se um crescimento acentuado do transporte ferroviário de passageiros, ainda não totalmente recuperado da queda ocorrida durante a pandemia. A atividade atendida por esse modo deve expandir-se em 3,9% a.a., porém a 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 3,3% a.a. A participação do transporte rodoviário coletivo aumenta de 28% do total em 2025 para 30% em 2035, enquanto a participação do transporte individual reduz-se de 65% para 61%.

Em termos energéticos, projeta-se o incremento da demanda do transporte de passageiros, em média, de 1,3% ao ano. A demanda energética cresce de 58,2 milhões de tep em 2025 para 66,2 milhões de tep em 2035. 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 metroferroviário. 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 veículos de transporte de passageiros.

O aumento da importância do modo rodoviário coletivo comparativamente com o individual decorre da implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, que também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema. A frota de ônibus atinge 497 mil veículos em 2035, e a crescente eletrificação de ônibus urbanos ajuda a melhorar a eficiência do setor. Os licenciamentos anuais de ônibus elétricos devem passar, durante o período decenal, de algumas centenas para 7,6 mil em 2035, concentrando-se em veículos de uso urbano, dentre os quais os ônibus elétricos devem elevar sua participação nas vendas para 28%.

Figura 2-6 – Participação dos modos na atividade (p.km) e demanda energética (tep) do transporte de passageiros



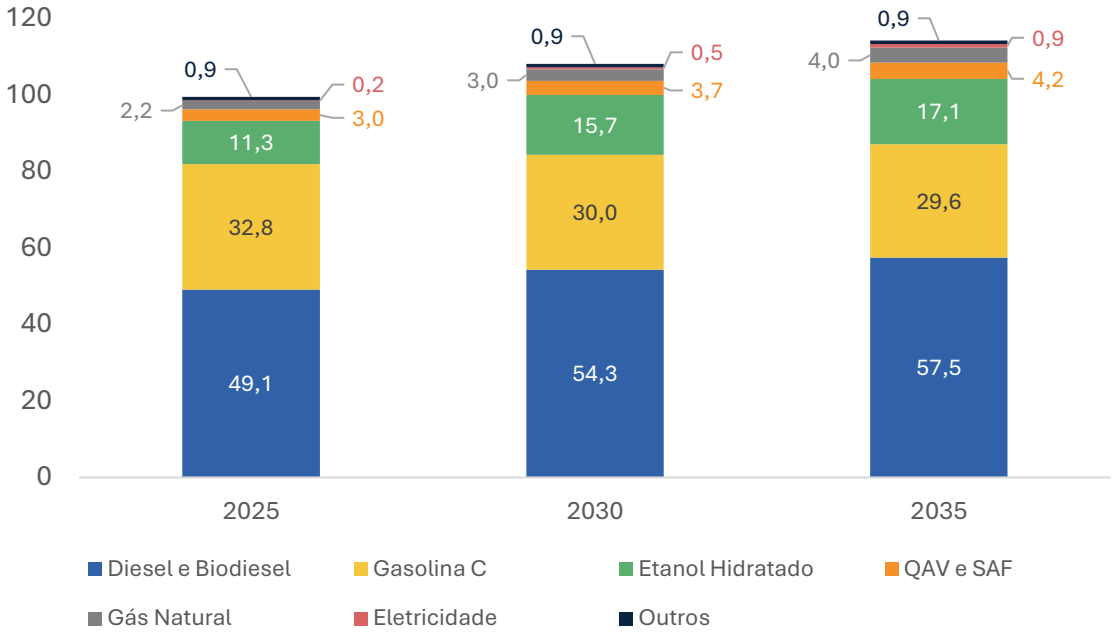
Fonte: Elaboração EPE.

No que tange ao transporte aéreo, a demanda por voos domésticos ultrapassou em 2024 o recorde pré-pandemia registrado em 2019. O aumento 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.

Demanda energética do setor de transportes

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 1,4% ao ano entre 2025 e 2035, com destaque para as taxas de crescimento aceleradas de energia elétrica e etanol hidratado. A demanda por eletricidade no transporte, apesar da taxa de crescimento elevada, não constitui demanda expressiva, apresentando uma participação de 0,8% em 2035.

Figura 2-7 – Consumo do setor de transportes por fonte de energia (milhões tep)



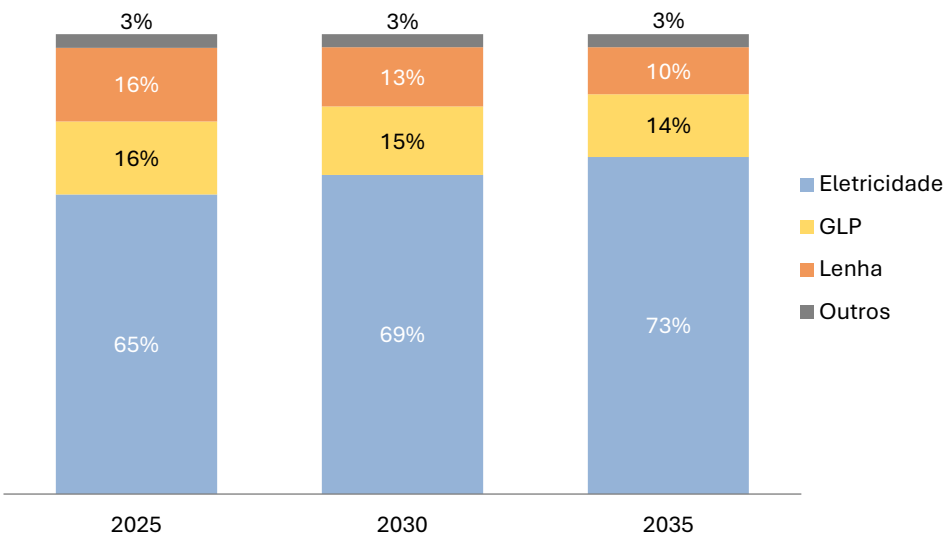
Fonte: Elaboração EPE.

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. Dessa forma, em 2035, o óleo diesel para o abastecimento de caminhões continuará com participação de 37% na demanda total do setor de transportes. Outro destaque é a participação da demanda para motores do ciclo Otto, que passa de 44% em 2025 para 41% da demanda energética total do setor de transportes em 2035, excluído o consumo de gás natural. Ressalta-se, ainda, a perda significativa da importância da gasolina C na demanda total, reduzindo sua participação de 33% para 26% no horizonte decenal.

2.1.3 Edificações e serviços públicos

O setor de edificações e serviços públicos engloba os edifícios residenciais, comerciais e públicos, além dos serviços de iluminação pública, abastecimento de água, esgoto e saneamento, conforme a classificação do BEN. Nas residências, as principais fontes de energia são a eletricidade e o gás liquefeito de petróleo (GLP). Nos edifícios comerciais e públicos, predomina o uso da energia elétrica. No horizonte considerado, a expectativa é de que essas fontes continuem sendo as principais do setor, com destaque crescente para a eletricidade. A projeção para 2035 indica que o consumo final de eletricidade nesse setor deve atingir 505 TWh, representando cerca de 73% da matriz energética das edificações e 55% do consumo final de eletricidade no país.

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



Fonte: Elaboração EPE.

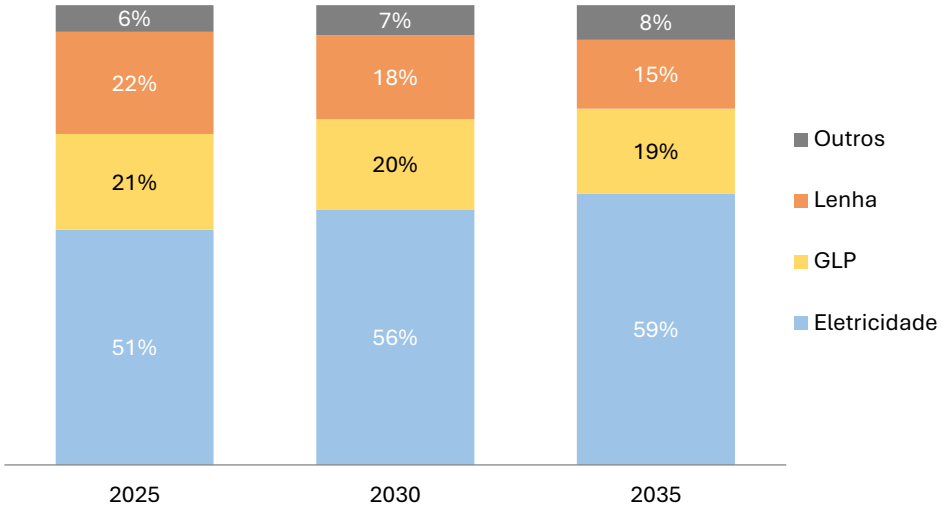
Residências

A previsão é que a demanda de energia nas residências do país poderá crescer 2,0% a.a. entre 2025 e 2035, 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.

A eletricidade foi a principal fonte de energia utilizada nas residências em 2025, e já representa mais da metade do consumo energético do setor. Deve elevar sua relevância ao longo de todo o horizonte, influenciada pelo aumento da posse de alguns eletrodomésticos, como aparelhos de ar-condicionado e equipamentos de cozimento elétrico, 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 2025 e 2035.

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



Fonte: Elaboração EPE.

Estima-se que a demanda residencial por GLP, que já possui uma rede de distribuição consolidada no país, apresente um crescimento a uma taxa de 0,4% a.a. no período decenal. Este aumento tende a ocorrer a partir da substituição do uso das biomassas nas residências das famílias de baixa renda, à medida que as suas condições financeiras evoluem. Já o gás natural, que possui uma base reduzida de consumidores e uma rede de distribuição para o setor residencial restrita a poucas cidades, em sua maioria no litoral, apresenta uma taxa de crescimento projetada de 4,5% 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. Embora a participação do GLP na matriz residencial apresentar uma diminuição, isto não significa menor consumo da fonte, mas sim um aumento relativo da participação das outras fontes.

Com relação ao uso de biomassa (lenha e carvão vegetal) no setor, entre os domicílios de menor renda no Brasil, as fontes ainda exercem papel significativo no atendimento das necessidades energéticas. Projeções do PDE 2035 indicam que o uso residencial de biomassa tende a diminuir ao longo do período analisado, com reduções médias anuais de 2,4% para a lenha e 2,0% para o carvão vegetal. Essas fontes, ineficientes e que prejudicam a qualidade do ar, além de oferecer mais riscos à saúde no ambiente residencial, são utilizadas principalmente no cozimento de alimentos em lares rurais e de menor poder aquisitivo. A expectativa é que sejam gradualmente substituídas por alternativas mais modernas, como o gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural, especialmente onde há rede de distribuição e a eletricidade, acompanhando melhorias nas condições econômicas das famílias, políticas de incentivo ao uso de equipamentos compatíveis e a redução dos custos desses combustíveis.

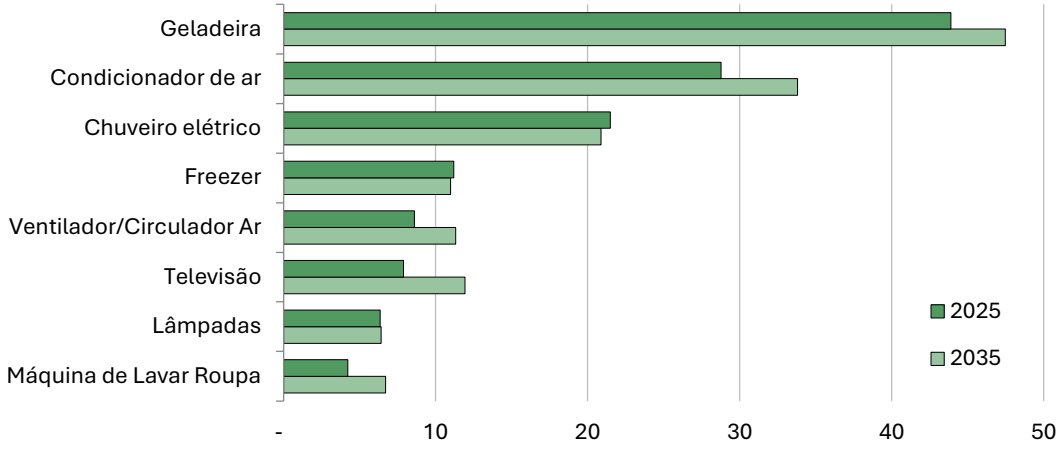
As políticas públicas que visem a reduzir a pobreza energética estarão alinhadas com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7 (ODS 7) da Organização das Nações Unidas (ONU), que busca o acesso confiável, sustentável, moderno e a preços acessíveis à energia limpa para todos. O uso de fontes de energia 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.

Cabe ressaltar que o uso da lenha para cozimento pode voltar a crescer em períodos de dificuldades econômicas, quando há avanço da inflação, aumento dos custos dos combustíveis, elevado desemprego e queda na renda real.

O consumo total de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. A fim de aumentar o conforto térmico e ambiental em dias quentes, existe a propensão dos indivíduos buscarem estar em ambientes climatizados. Isto leva 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 contínuo avanço da eletricidade nas 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 desta fonte para carregamento de baterias de aparelhos muito utilizados no dia a dia, como os telefones celulares.

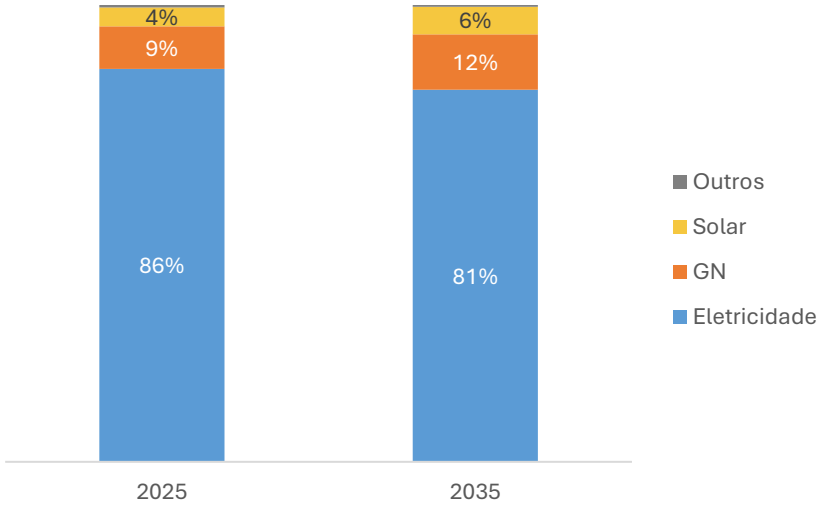
A demanda por conservação de alimentos, imprescindível para a sobrevivência das famílias, é um fator perene importante para o uso de geladeiras, cuja posse média no país é de praticamente um equipamento por domicílio (cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL). Por outro lado, estima-se que os freezers, 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 siga praticamente no mesmo patamar no horizonte de análise. Mesmo com o avanço da tecnologia LED (light-emitting diode), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil média quando comparada com lâmpadas fluorescentes, o uso de iluminação indireta e decorativa também vem se popularizando, ou seja, o consumo específico é menor, porém aumenta a posse dos equipamentos.

Projeta-se que o uso de eletricidade para aquecimento de água através do chuveiro elétrico apresente redução no horizonte temporal. Esse movimento decorre tanto pela substituição desses equipamentos por sistemas a gás (GLP ou Gás Natural), quanto pela expansão da tecnologia de aquecimento solar térmico. Atualmente, a energia solar térmica é utilizada para aquecimento de banhos e de piscinas, e 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. Estima-se que o consumo de energia solar para fins de aquecimento de água nas habitações possa evoluir a uma taxa de 8,3 % a.a. entre 2025 e 2035.

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 (%)

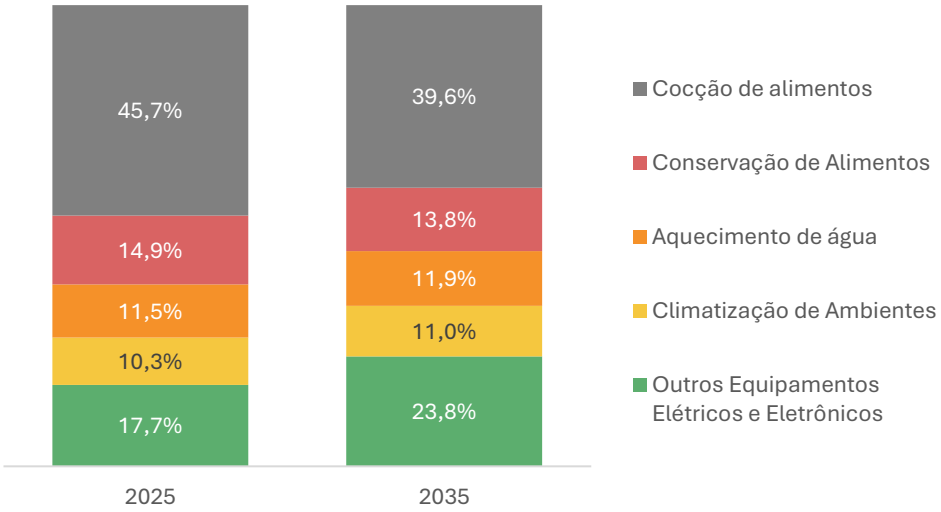


Fonte: Elaboração EPE.

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 de cozimento 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 energeticamente 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 de limpeza; a preparação de alimentos, com o aumento do uso das fritadeiras elétricas (airfryers) 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.

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, 2025a), compuseram 5% do consumo final energético e 25% do consumo elétrico do país em 2024.

Projeta-se que a energia solicitada pelo setor de serviços em 2035 atinja 23 milhões de tep. As edificações comerciais e públicas possuem relevante parcela desta demanda, com cerca de 87%. Espera-se que a verticalização nas grandes cidades, com a substituição de casas por edifícios multifamiliares ou comerciais, continue a ocorrer gradualmente, adensando a demanda energética nas regiões metropolitanas. Dessa forma, as edificações comerciais e públicas demandarão, aproximadamente, 20 milhões de tep na próxima década.

Já para os serviços públicos de água, esgoto e saneamento observam-se alterações pouco significativas no consumo energético ao longo do horizonte, ainda que sob o contexto da

ampliação destes serviços pelo novo marco legal do saneamento[5]. Cabe ressaltar que tais segmentos, assim como a iluminação pública, detêm os maiores potenciais de eficiência do setor, arrefecendo o crescimento da demanda até 2035.

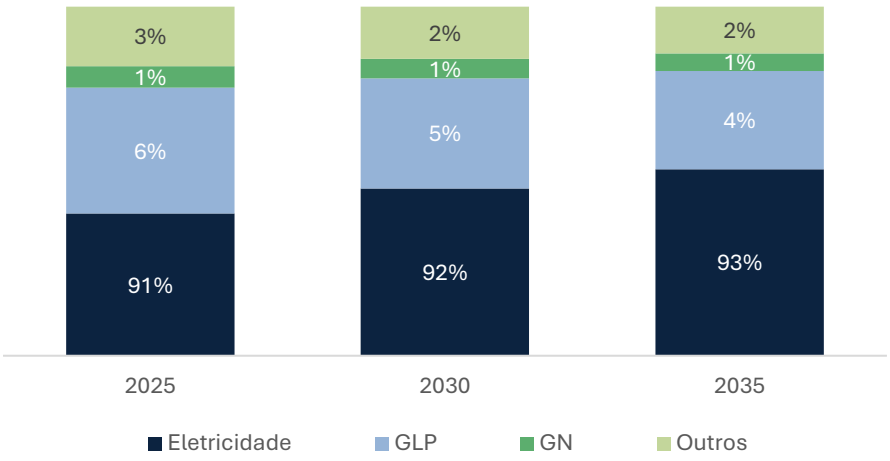
A projeção de crescimento da demanda energética nestes setores como um todo é estimada em uma taxa de crescimento de 3,9% a.a., entre 2025 e 2035. Tal crescimento é puxado pela expansão da demanda por energia elétrica, que no mesmo período cresce à taxa média anual de 4,2%.

A eletricidade aumentará sua preponderância, concentrando mais de 93% da energia total consumida nesse setor, dada a versatilidade do uso desta fonte no atendimento dos diversos serviços energéticos demandados. A expectativa é que as mudanças climáticas sejam um forte driver para aumento da presença de sistemas de climatização de ambientes e intensificação da refrigeração nos diversos segmentos do setor. Adicionalmente, a tendência crescente do uso de equipamentos elétricos para cozimento em hotéis, padarias, bares e restaurantes corroboram com a expansão da fonte.

Por outro lado, para o aquecimento de água, a expansão da solar térmica e demais fontes atenuarão o crescimento da demanda elétrica para este fim.

Em relação ao gás natural, espera-se um crescimento do consumo final de 2% a.a. no setor de serviços, influenciado pela expansão da malha de distribuição no período decenal. Considera-se que a demanda por esta fonte 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 2-13 – Consumo final de energia no setor de serviços



Fonte: Elaboração EPE.

Dada a heterogeneidade do setor, esperam-se evoluções distintas entre os segmentos. Espera-se que a crescente digitalização da economia impulsionará ainda mais os serviços de delivery e o comércio eletrônico, acelerando a demanda por data centers, que já despontam como grandes

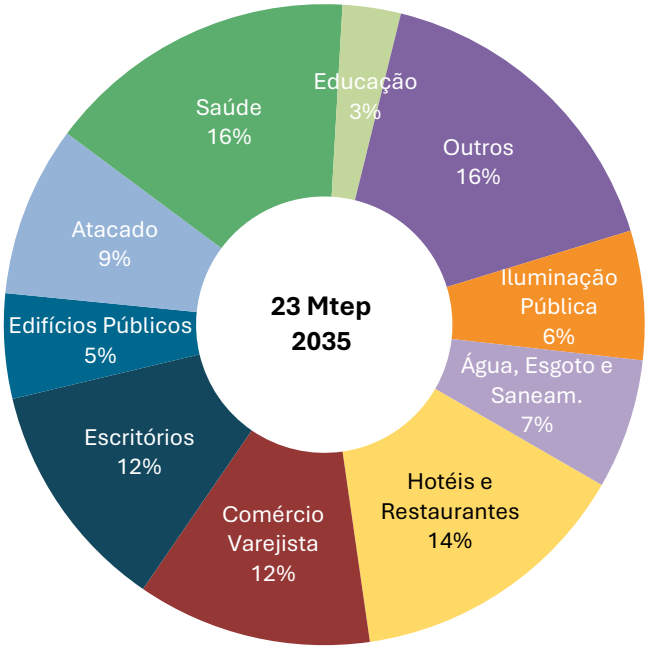
[5] Em 2020, foi sancionada a Lei 14.026, o novo marco legal do saneamento básico. O principal objetivo desta legislação é universalizar e qualificar a prestação dos serviços no setor. A meta do governo federal é alcançar a universalização até 2033, garantindo que 99% da população brasileira tenha acesso 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.

consumidores de eletricidade devido à necessidade de alta disponibilidade e refrigeração intensiva. Nesse contexto, é importante ressaltar que as projeções de demanda energética associadas à implantação de novos data centers possuem elevado grau de incerteza (Rocha *et al.*, 2025).

Outro aspecto em expansão é a infraestrutura de recarga para veículos elétricos, instalada comumente em estacionamentos de supermercados e shoppings, garagens de condomínios, centros de distribuição, além de vias urbanas de grandes capitais, levando ao aumento do consumo de eletricidade de forma pulverizada entre segmentos do setor comercial e público, inclusive em outros setores.

O envelhecimento populacional será outro vetor importante, estimulando a ampliação da rede de serviços de saúde como hospitais, clínicas e laboratórios. No segmento educacional, espera-se adoção crescente de equipamentos eletrônicos, tanto para uso pedagógico quanto para infraestrutura digital, ampliando a demanda energética nestes estabelecimentos.

Figura 2-14 – Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2035

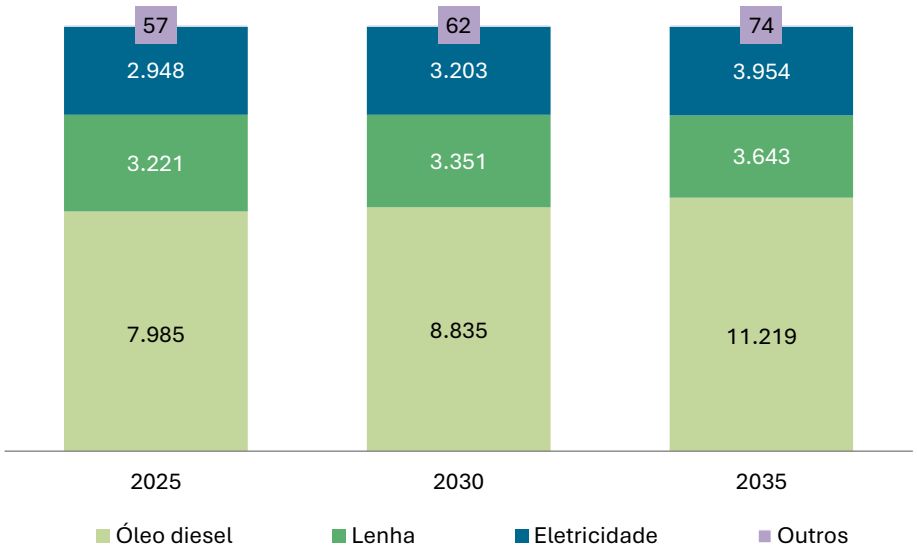


Fonte: Elaboração EPE.

2.1.4 Agropecuário

O setor agropecuário apresenta no horizonte decenal ampliação da demanda por alimentos e da bioenergia em função do crescimento da população, assim como do aumento da renda e da evolução de políticas energéticas nacionais e mundiais. O setor é responsável por aproximadamente 5% do consumo final de energia do País entre 2026 e 2035. As produções agrícola, florestal e pecuária se encontram distribuídas em grande parte do território nacional, sendo que a demanda de energia nas regiões do Sul, Sudeste e Centro-oeste somam cerca de 90% do consumo final, que cresce à taxa média de 2,6% ao ano.

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



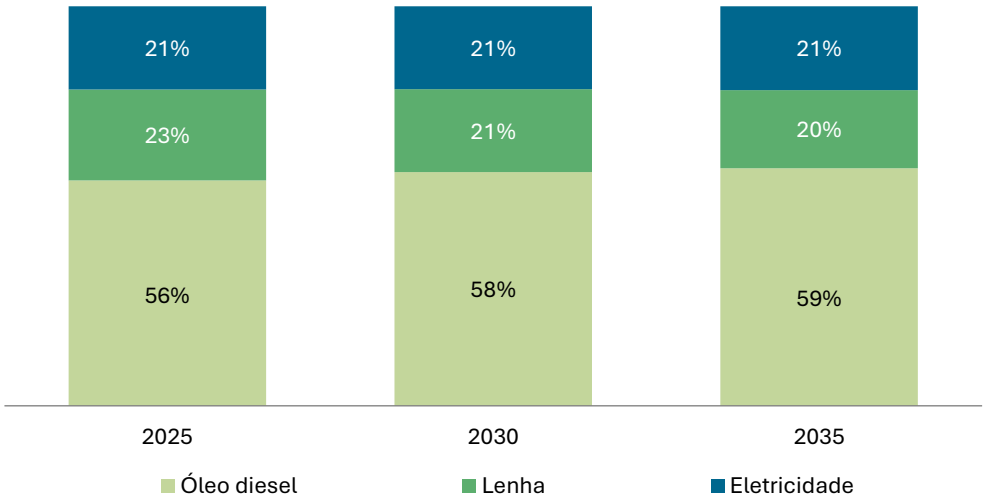
Nota: Outros considera óleo combustível. GLP, carvão vegetal e álcool etílico.

Fonte: Elaboração EPE.

A agricultura mantém sua participação em torno de 60% em 2025 devido à grande diversidade de cultivos e aos principais demandantes de energia como a soja para atendimento a crescente relevância do biodiesel nacional e igualmente do etanol, a partir da cana-de-açúcar e do milho. Nesse contexto, ratifica a segunda colocação do país na produção mundial de biocombustíveis, atrás somente dos Estados Unidos (EPE, 2025b).

Apesar das vantagens comparativas do Brasil no setor, o diesel corresponde a cerca de 60% da energia consumida diretamente no campo que associado a atual dependência de importação de fertilizantes, amplia a vulnerabilidade relacionada às questões geopolíticas e às variações nos preços do petróleo. Além do óleo diesel, o consumo final do setor apresenta outras duas fontes energéticas de destaque ao longo do decênio: lenha e eletricidade.

Figura 2-16 – Consumo final agropecuário pelas principais fontes



Fonte: Elaboração EPE.

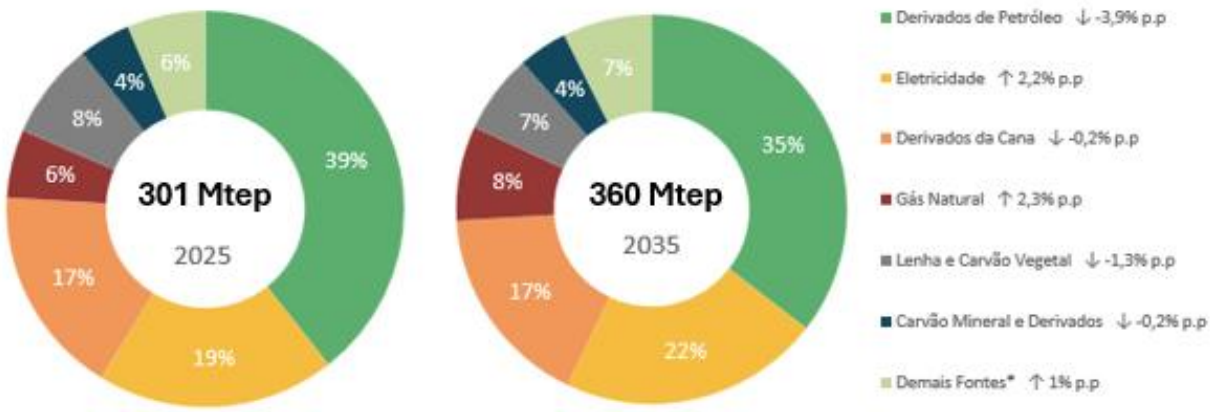
2.2 Consolidação por fonte

No período decenal, as expectativas de evolução da matriz de consumo de energia mostram a crescente eletrificação do País, dado que a eletricidade, cuja participação na matriz de consumo salta 2 p.p. Outra fonte que ganha importância ao longo do período é o gás natural, com ganho de participação de 2,7 p.p., com relevância crescente principalmente na indústria.

Apesar da queda na sua participação, os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, com um crescimento médio de 1,9% anual no decênio. No setor de transportes, especialmente, o mercado potencial desses combustíveis fósseis é impactado pelo etanol hidratado e pelo biodiesel.

Igualmente a lenha, o carvão vegetal, o carvão mineral e derivados perdem participação, sendo substituídas por outras fontes com melhores rendimentos. No caso do setor residencial, a redução do uso destas fontes para o preparo de alimentos também resulta em menores riscos à saúde. Já para a indústria, o uso de carvão vegetal tem potencial para redução de GEE.

Figura 2-17 – Consumo final de energia por fonte



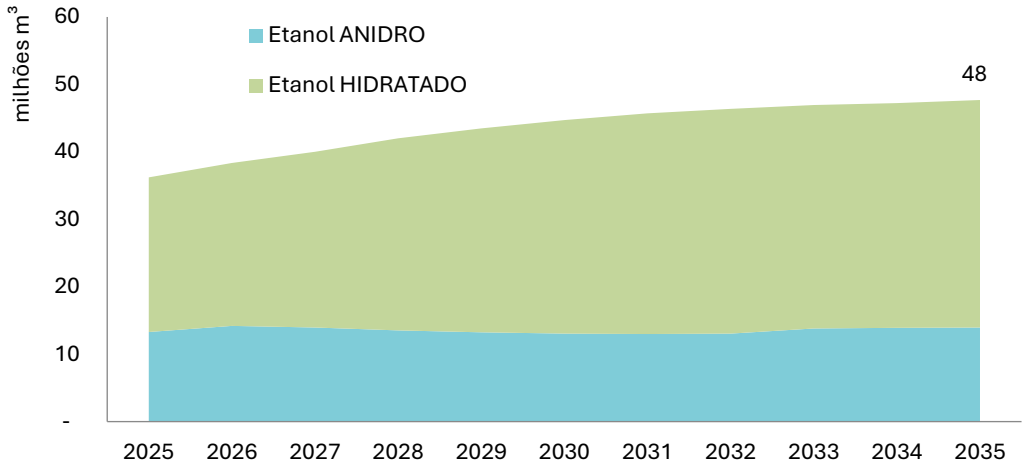
Notas: Demais fontes incluem biodiesel, licor preto, outras renováveis e outras não renováveis.

Fonte: Elaboração EPE.

2.2.1 Biocombustíveis

Entre os biocombustíveis, o destaque é do biodiesel, possuindo ao longo do período decenal incrementos de 2,7% e 2,8% cuja demanda é impulsionada pelo crescimento do consumo de veículos pesados. A demanda de biodiesel é impulsionada desta maneira devido à sua participação no óleo diesel comercializado, mantendo-se em 15% ao longo do decênio. Já o etanol hidratado cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva. Além disso, o etanol anidro cresce de participação na gasolina C, saltando de 28,3% em 2025 para 30,0% em 2035.

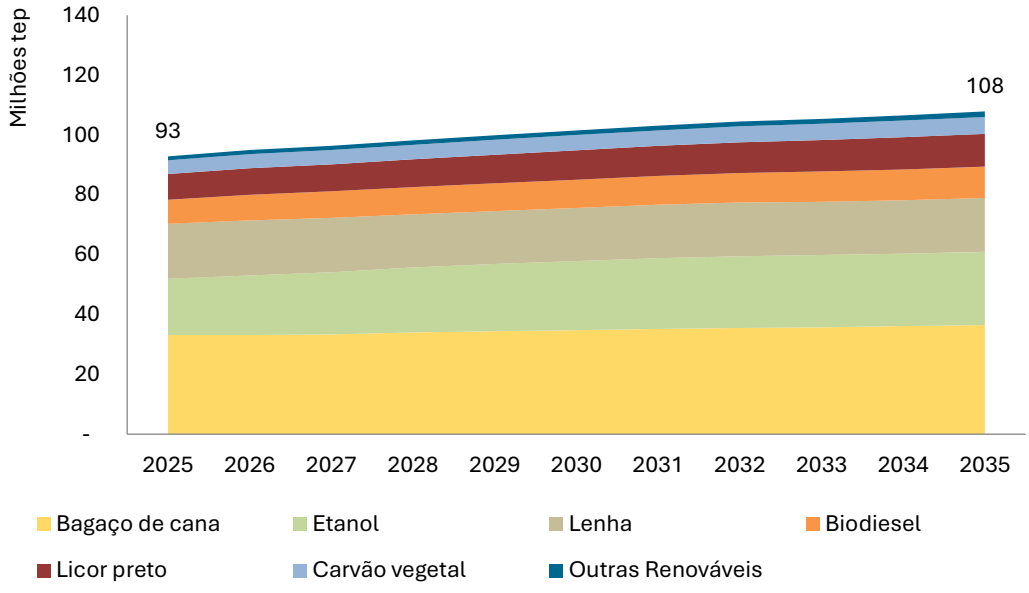
Figura 2-18 – Consumo final de etanol por tipo



Fonte: Elaboração EPE.

Por outro lado, espera-se que a lenha seja substituída por fontes mais modernas e com melhor rendimento energético, como é o caso do GLP e do gás natural com uso final no cozimento. Tais mudanças na participação desses energéticos estão atreladas à melhoria gradual do poder econômico da população brasileira.

Figura 2-19 – Consumo final de biocombustíveis por fonte



Fonte: Elaboração EPE.

2.2.2 Derivados de petróleo

Os derivados de petróleo, apesar de perderem importância no consumo final ao longo do período decenal, ainda se mantêm com alta relevância na matriz de consumo brasileira, com 35,5% de participação em 2035. A demanda por derivados de petróleo evolui à taxa média anual de 0,9% no decênio.

Para o transporte de cargas pesadas no País, o óleo diesel mineral destaca-se como a principal fonte consumida. Mesmo tendo parte do consumo potencial suprido por biodiesel, ainda ganha importância entre os derivados de petróleo, com um consumo que registra 1,8% de incremento médio.

No setor de transportes, o consumo de óleo combustível no modo hidroviário apresenta substitutos promissores em termos de emissões no final do período analisado (como o hidrogênio, o metanol e a amônia) e, no setor industrial, o seu consumo final é reduzido pela substituição por fontes com melhor rendimento energético e em busca de cumprimento de metas de redução de emissões ambientais.

A gasolina apresenta redução na participação de mercado entre os derivados de petróleo, em parte pelo ganho de importância do etanol na demanda de veículos leves, cuja participação do etanol anidro na gasolina C sobe de 28,3% para 30% entre 2025 e 2035.

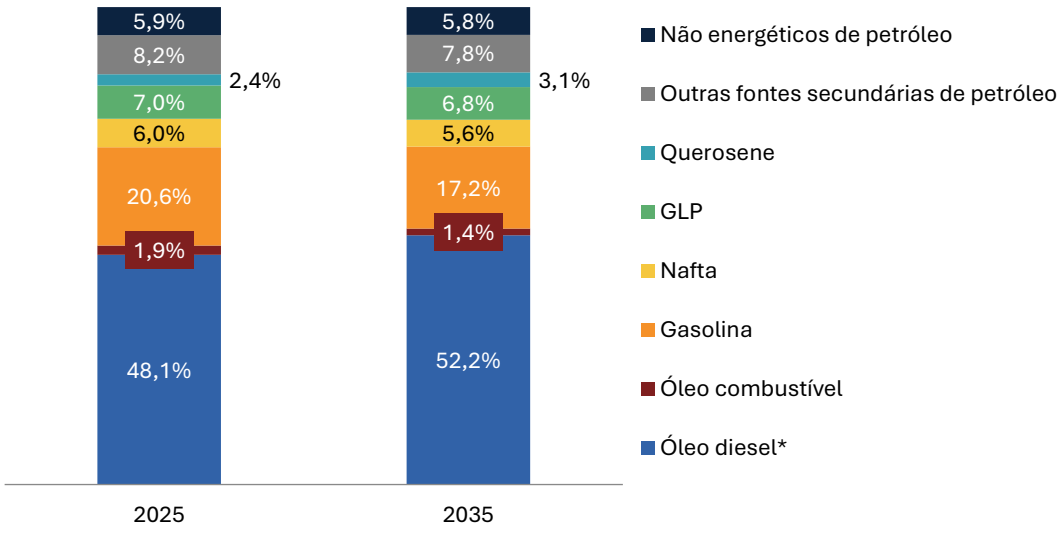
Na petroquímica, destaca-se o consumo não energético de nafta, ou seja, sua utilização como matéria-prima. No período decenal, não há implementação de novas unidades. Assim, há uma estabilidade da demanda de nafta com premissas de retomada da capacidade instalada petroquímica existente, perdendo participação para outras fontes dentro dos derivados de petróleo.

A demanda de querosene destina-se basicamente à atividade de transporte aéreo, por meio do uso de QAV em aviões. Espera-se que este segmento demonstre boa dinâmica ao longo do período em estudo e gere um incremento médio anual da demanda de 2,3% anuais.

Entre as outras fontes secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque de petróleo e outros energéticos de petróleo), destaca-se o coque de petróleo, muito relacionado à produção de cimento, que apresenta expansão no decênio.

Ao longo do período decenal, a necessidade de não energéticos de petróleo (asfaltos, solventes, lubrificantes e outros não energéticos de petróleo) cresce conforme a economia se expande e a importância desses produtos entre os derivados de petróleo se mantém. O GLP também mantém sua importância, substituindo parte da lenha utilizada para cozimento de alimentos no setor residencial.

Figura 2-20 – Derivados de petróleo: Consumo final de energia por fonte



Nota: Óleo diesel não inclui o biodiesel.

Fonte: Elaboração EPE.

2.2.3 Eletricidade

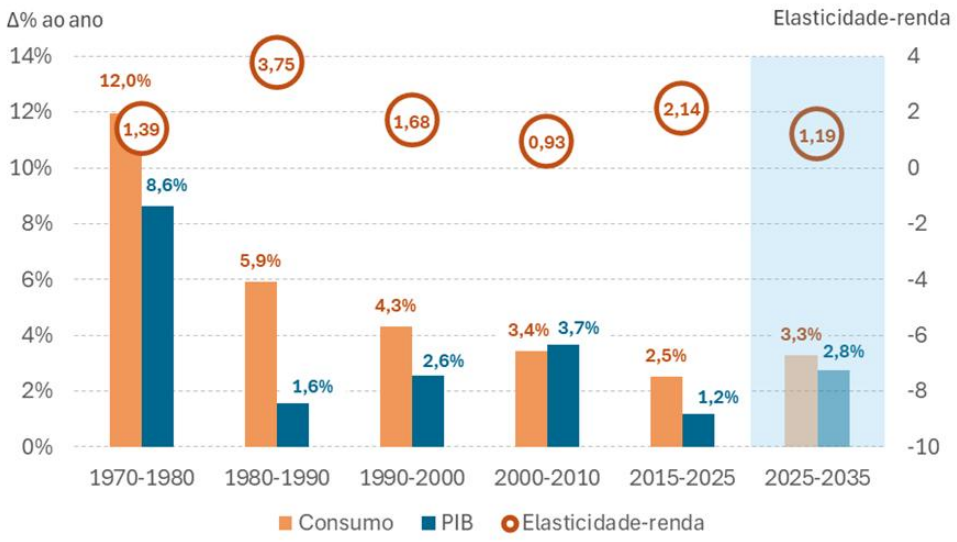
No cenário de referência deste estudo, o consumo de eletricidade cresce em média 3,3% ao ano no período decenal, sendo de modo mais acelerado na primeira metade do horizonte. A elasticidade-renda, que relaciona o consumo total de eletricidade com a atividade econômica, fica atenuada ao longo do horizonte à medida que setores menos intensivos em eletricidade, porém significativos para a atividade econômica, ganham participação no consumo.

Cerca de 10% do consumo total poderá ser atendido a partir da produção de energia no próprio local de consumo, sem incluir a mini e microgeração distribuída. Para esse tipo de fornecimento, projeta-se expansão anual de 1,6% no montante atendido. Entre os grandes consumidores industriais, o crescimento deve ser de 3,8%.

Por sua vez, o consumo na rede, no qual se considera inclusive todo o suprimento por mini e microgeração distribuída, deve aumentar 3,5% ao ano. De acordo com o cenário econômico vislumbrado, espera-se que o consumo de eletricidade em comércio e serviços cresça mais do que na indústria e nas residências.

O crescimento do consumo comercial se intensifica no decorrer do horizonte, ao passo da melhora das condições de investimentos no setor, realizando taxa média anual de 4,7%.

Figura 2-21 – Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x projeção



Nota: Consumo total inclui consumo na rede, autossuprimento instantâneo por MMGD, autoprodução não-injetada na rede e consumo interno de usinas.

Fonte: Elaboração EPE.

Nas residências, o consumo cresce 3% ao ano, sobretudo em função do incremento no consumo médio (2,1% anuais), que chega a 233 kWh/mês ao final de 2035. Já a base de consumidores expande 0,9% ao ano e alcança o total de 91 milhões de unidades.

O consumo do setor industrial deve ter crescimento médio anual de 2,8%. O desempenho mais forte da indústria eletrointensiva nos primeiros anos do período decenal resulta na elevação da intensidade elétrica da economia brasileira. Contudo, com maior dinamismo da atividade econômica, o desenvolvimento da indústria se dissemina entre os setores.

Como parte do exercício de planejamento, determinados setores podem requerer atenção especial, seja pelo impacto significativo que podem causar nos requisitos de geração, seja pela

incerteza quanto à efetiva entrada de grandes cargas. Nesse contexto, foram analisadas com destaque as cargas associadas a veículos elétricos, data centers e à produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água.

Diante da tendência de descarbonização da economia, o Brasil – com sua matriz elétrica majoritariamente renovável – se posiciona como um potencial candidato para projetos com alto consumo de eletricidade, como data centers especializados e plantas de produção de hidrogênio via eletrólise da água.

O mercado global de data centers tem apresentado crescimento acelerado, impulsionado pela digitalização crescente. Esse avanço traz desafios energéticos, já que há uma correlação direta entre capacidade computacional e consumo de eletricidade. A popularização de aplicações de inteligência artificial e aprendizado de máquina, que exigem alto poder de processamento, intensifica a necessidade de energia. Segundo o cenário base da Agência Internacional de Energia (IEA, 2025)[6], o consumo global de eletricidade por data centers deve crescer cerca de 15% ao ano entre 2024 e 2030, principalmente devido ao uso de servidores de alto desempenho.

A produção de hidrogênio via eletrólise, embora varie conforme a tecnologia e a eficiência dos equipamentos, consome volumes expressivos de eletricidade. Esse tipo de hidrogênio surge mundialmente como uma alternativa ao consumo de recursos energéticos fósseis. Internamente, seu uso na indústria brasileira, possibilita ainda a exportação de bens com baixa emissão de CO_2 associada. Apesar do potencial, essa indústria ainda se encontra em fase inicial de desenvolvimento.

Já a eletromobilidade, embora não represente uma carga unitária elevada como os projetos de data centers ou de hidrogênio, sua rápida expansão – composta por veículos híbridos e elétricos – pode gerar um volume relevante de consumo, com impactos diferenciados conforme os perfis de carregamento e de composição da frota.

Para evitar custos excessivos ao sistema elétrico, o planejamento deve considerar não apenas a expectativa de concretização dessas novas cargas, mas também os riscos associados à viabilidade dos investimentos. É essencial avaliar se os fatores que influenciam esses projetos serão resolvidos a tempo de viabilizar sua implementação na próxima década. Frente a esse cenário, estima-se que essas cargas somadas representem 12 TWh em 2035, equivalendo 1,4% do consumo nacional.

Tabela 2-2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade

	2025	2030	2035	2025-2030	2030-2035	2025-2035
				Crescimento médio (% a.a.)		
População (milhões de habitantes)	214	217	220	0,3%	0,2%	0,3%
Consumo Total (TWh)	680	809	939	3,5%	3,0%	3,3%
Autoprodução não injetada[1] (TWh)	79	93	92	3,3%	-0,1%	1,6%
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	3.180	3.722	4.277	3,2%	2,8%	3,0%
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	188	210	233	2,3%	2,0%	2,1%

[6] https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/energy-demand-from-ai

	2025	2030	2035	2025-2030	2030-2035	2025-2035
				Crescimento médio (% a.a.)		
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/dez)	83,6	87,9	91,1	1,0%	0,7%	0,9%
Percentual de Perdas Totais no SIN	18,0%	17,1%	16,6%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10^{3}R$ [2010])	0,157	0,164	0,165	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,38	1,02	1,19

Notas: (1) Consumo Total inclui consumo na rede, autossuprimento instantâneo por MMGD, APE não-injetada na rede e consumo interno de usinas. Não considera mini e microgeração distribuída; (2) Consumo por Consumidor Residencial inclui autossuprimento instantâneo por MMGD.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção da carga de energia para o período analisado é obtida para cada subsistema interligado do SIN a partir da estimativa do consumo, combinada com a premissa sobre a evolução do índice de perdas associadas ao transporte de energia entre os pontos de geração e consumo. 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 16,6% da carga de energia no SIN.

A carga de energia no SIN crescerá em média 3,3% ao ano entre 2025 e 2035. Em comparação ao estudo anterior (2024-2034), a projeção para o final do horizonte aumentou em cerca de 4 GW médios na referência para o ano de 2034, reflexo sobretudo da carga realizada em 2024, que se situou acima do estimado anteriormente (Consulte Caderno de Demanda de Eletricidade PDE 2035).

No período decenal até 2035, o subsistema Nordeste deverá apresentar o maior crescimento da carga entre os subsistemas, sobretudo em função do consumo em comércio e serviços. Enquanto o subsistema Sudeste/CO, subsistema com maior volume de consumo, perde participação na carga do SIN, ao realizar taxa de crescimento mais baixa.

Tabela 2-3 – SIN e subsistemas: Carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2025	8.345	13.684	46.423	14.238	82.691
2030	9.993	16.340	54.226	16.981	97.540
2035	11.579	19.610	63.133	20.285	114.607
Período	Variação (% a.a.)				
2025-2030	3,7%	3,6%	3,2%	3,6%	3,4%

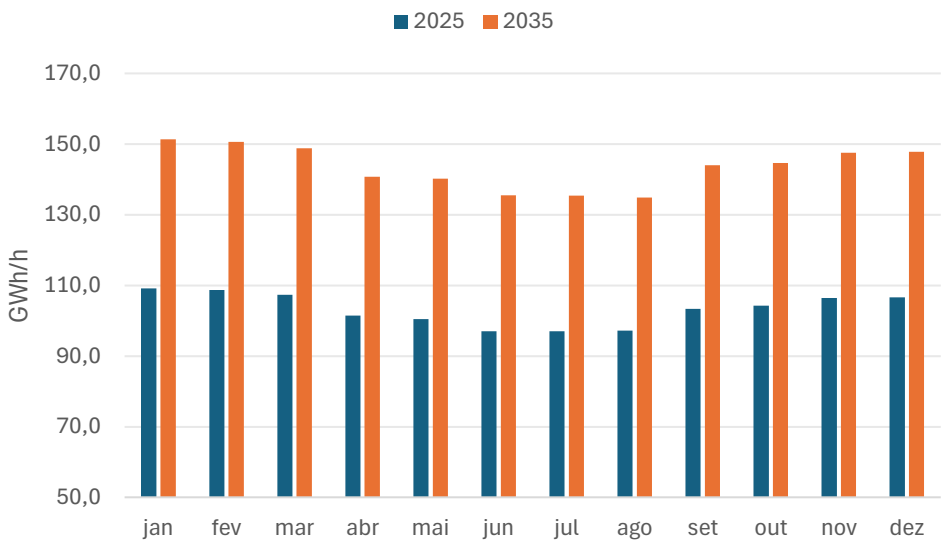
Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2030-2035	3,0%	3,7%	3,1%	3,6%	3,3%
2025-2035	3,3%	3,7%	3,1%	3,6%	3,3%

Nota: (1) Considera a interligação de Boavista a partir de fevereiro de 2026 ao subsistema Norte.

Fonte: Elaboração EPE.

A carga determina o volume de energia a ser gerado em determinado período do horizonte decenal, além disso deve-se considerar o atendimento máximo que ocorre de forma momentânea, ou seja, a demanda máxima de energia do sistema. Estima-se que em 2035 a demanda máxima no SIN atinja aproximadamente 151 GWh/h, elevando-se anualmente 3,3% desde 2025. O perfil da demanda é influenciado pela composição da carga; contudo, devido às características climáticas do País, os picos de demanda acontecem em geral em meses mais quentes, em virtude do uso intensificado de equipamentos de refrigeração, ventilação e climatização. Dessa forma, estima-se que a demanda máxima no SIN venha a ocorrer em janeiro.

Figura 2-22 – Demanda máxima no SIN (anos 2025 e 2035)



Fonte: Elaboração EPE.

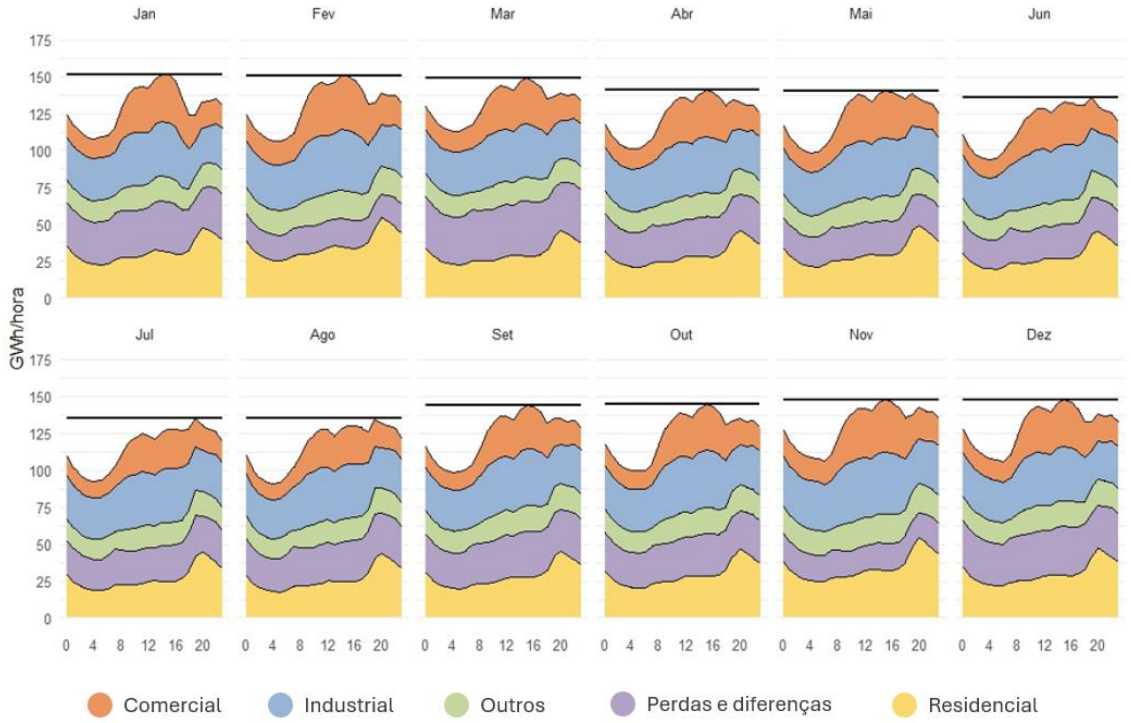
Do ponto de vista horário, vislumbra-se para a demanda por energia elétrica no longo prazo diferentes perfis entre de carga ao longo dos meses, refletindo, dentre outros aspectos, as características sazonais dos setores produtivos e a influência climática sobre o consumo de energia ao longo do ano. Os dias úteis continuarão a demandar energia diária de forma mais intensiva que os finais de semana, em especial às terças, quartas e quintas-feiras cujas probabilidades de coincidência de carga em maior monta entre subsistemas são maiores, configurando as demandas máximas majoritariamente nesses dias.

Além disso, nos meses mais quentes, o consumo de eletricidade para condicionamento ambiental configura elevação da carga no período vespertino, sobretudo na classe comercial. Já na classe residencial tal efeito se dá majoritariamente no horário da noite e madrugada. Dessa

forma, espera-se para o longo prazo que a demanda máxima anual do SIN ocorrerá nos primeiros meses do ano. Contudo, a depender do comportamento climático ao longo do ano e a dinâmica industrial mais intensa entre agosto e novembro, a demanda máxima ao longo do horizonte de planejamento poderá manifestar-se também no segundo semestre.

A Figura 2-23 a seguir ilustra os comportamentos e montantes esperados ao longo dos dias de demanda máxima a cada mês de 2035, indicando que a ponta anual do sistema ocorrerá em janeiro no período da tarde.

Figura 2-23 – Cenário referência: Curvas de carga horária nos dias de ponta por mês em 2035 (GWh/h)



Nota: As curvas ilustradas consideram o conceito de carga global, estando incluídas as parcelas de consumo advindas de MMGD.

Fonte: Elaboração EPE.

Box 2.1 Consumo relacionado a cargas especiais

Num contexto de descarbonização da economia, por ter uma matriz elétrica majoritariamente renovável, o Brasil se posiciona, em termos energéticos, como potencial candidato para projetos de uso intensivo em eletricidade, como alguns tipos de data centers e plantas de produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água.

O mercado global de data centers tem crescido rapidamente acompanhando a crescente digitalização na vida moderna. Esse crescimento traz desafios, especialmente no consumo de energia, uma vez que há uma relação direta entre capacidade computacional e consumo de eletricidade. A difusão de aplicações de aprendizado de máquina e de inteligência artificial, que requerem esforço computacional elevado, intensifica esse cenário. De acordo com o cenário base da Agência Internacional de Energia (IEA, 2025)[7], o consumo de eletricidade por data centers no mundo deve crescer em torno de 15% ao ano entre 2024 e 2030, em grande parte por causa dos servidores de alta performance.

A produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água, ainda que variando conforme tecnologia empregada e eficiência do equipamento, necessita de quantidade significativa de eletricidade em seu processo. Esse tipo de hidrogênio surge mundialmente como uma alternativa ao consumo de recursos energéticos fósseis. Internamente, seu uso na indústria brasileira possibilita ainda a exportação de bens com baixa emissão de CO2 associada. Apesar do potencial, a indústria do hidrogênio eletrolítico se configura ainda em estágio inicial de desenvolvimento, trazendo incertezas sobre a realização de grandes projetos em escala industrial.

A eletromobilidade, de outro lado, não se caracteriza por uma demanda unitária elevada como os projetos de data centers e de hidrogênio. Mas a velocidade de expansão da frota eletrificada no País, combinando veículos híbridos e elétricos, pode resultar em volume significativo de consumo de eletricidade, com contribuições para a carga diferenciadas pelo perfil de carregamento.

Para evitar custos excessivos ao sistema elétrico, o planejamento deve considerar não apenas a expectativa de concretização das novas cargas, mas também os riscos à viabilidade dos investimentos. É preciso avaliar se a adequada solução dos diversos fatores que influenciam esses investimentos se dará a tempo de que sua efetiva implementação ocorra nos próximos dez anos.

Entre as diversas condicionantes para entrada de grandes cargas no sistema elétrico brasileiro, tais como: fatores macroeconômicos, tecnológicos e setoriais, em um cenário menos favorável, de maior dificuldade para os investimentos, tais cargas reunidas devem somar cerca de 10 TWh em 2035. Resultado de um ritmo mais reduzido de crescimento da frota eletrificada e de participação de elétricos frente híbridos também afetada. No setor de processamento de dados, a expansão continuará liderada principalmente por data centers de menor porte (densidade por rack), projetos maiores, com conexão à rede básica, terão dificuldade para se viabilizar.

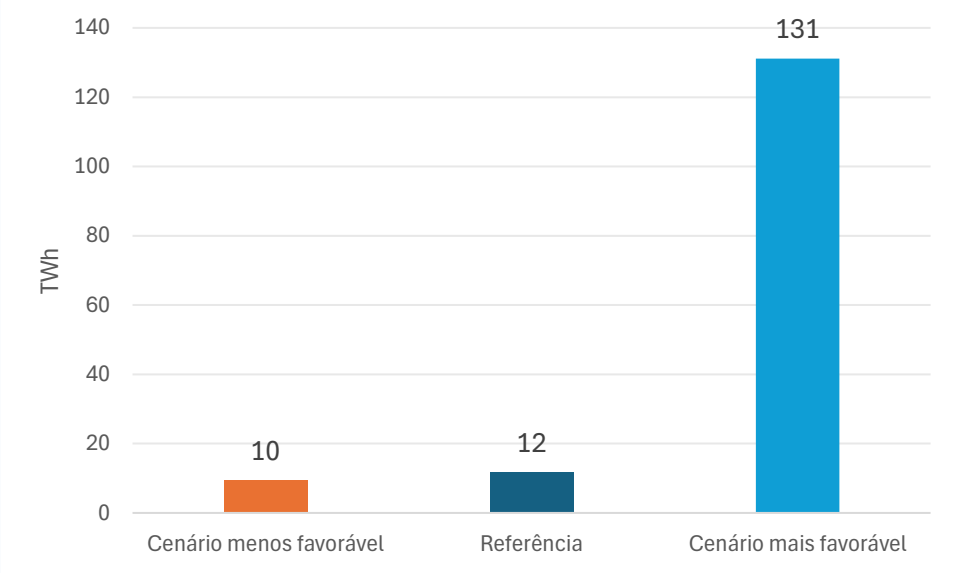
Por outro lado, em um cenário de boas condições para viabilizar investimentos mais desafiadores e com economia mais dinâmica, o montante de carga pode ser de aproximadamente 131 TWh, no qual estão incluídos projetos ultraintensivos em eletricidade de hidrogênio eletrolítico (incluído na classe industrial) e de data centers (incluído na classe comercial) conectados à rede básica, incluídos de forma flat ao longo do horizonte, ou seja, com funcionamento constante nas 24 horas do dia e ao longo de todos os dias da semana.

[7] https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/energy-demand-from-ai

Box 2.1 Consumo relacionado a cargas especiais

Somou-se a esses projetos a expansão mais acelerada de eletromobilidade em linha com o crescimento econômico no País.

Figura 2-24 – Consumo de eletricidade relacionado a cargas especiais em 2035 por cenário



Fonte: Elaboração EPE.

Box 2.2 Impactos de cenários alternativos na carga de energia

Neste estudo, foram elaboradas alternativas ao cenário que serve de referência à projeção de carga de energia adotada neste plano decenal. Tais cenários foram construídos com base em diferentes premissas quanto ao comportamento das variáveis econômicas relevantes para o consumo de eletricidade, além de incorporar projeções específicas para cargas especiais – como eletromobilidade, data centers e produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água.

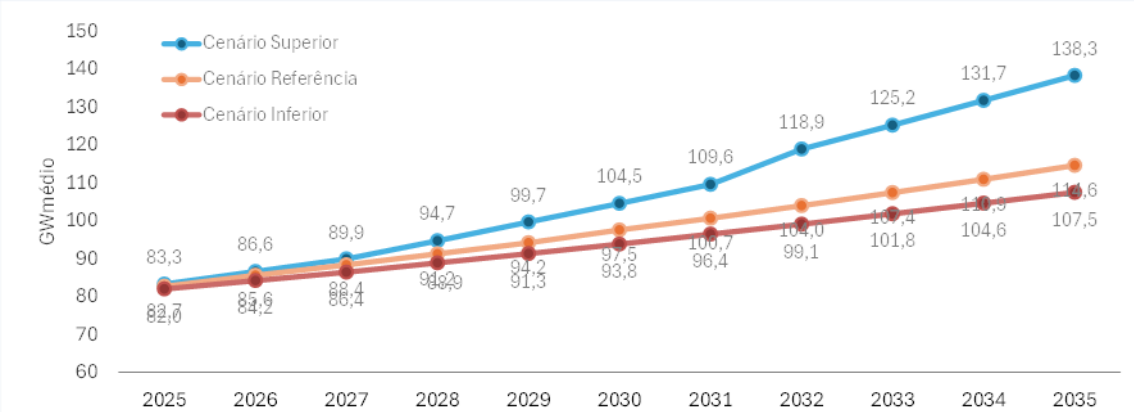
Os cenários alternativos, inferior e superior, exploram graus distintos de expectativa. O cenário inferior parte de uma perspectiva marcada por maior desemprego, menor renda e baixa confiança dos agentes econômicos, resultando em crescimento modesto da atividade e do consumo em todas as classes. Nesse contexto, o consumo associado às cargas especiais atinge 10 TWh em 2035, com expansão limitada da frota eletrificada e predominância de data centers de pequeno porte. As perdas elétricas são reduzidas lentamente, chegando a 17,7%, e a carga cresce a uma taxa média anual de 2,7%.

Já o cenário superior considera um ambiente econômico mais dinâmico, com maior investimento e fortalecimento da demanda interna. O consumo cresce em todas as classes, com destaque para os setores comercial e industrial, impulsionados pela entrada de grandes projetos de data centers e hidrogênio eletrolítico. A eletromobilidade também se expande de forma mais acelerada, contribuindo para um consumo de aproximadamente 131 TWh em 2035 associado às cargas especiais. As perdas elétricas são reduzidas para 16,4%, e a carga total cresce a uma taxa média anual de 5,2%.

Box 2.2 Impactos de cenários alternativos na carga de energia

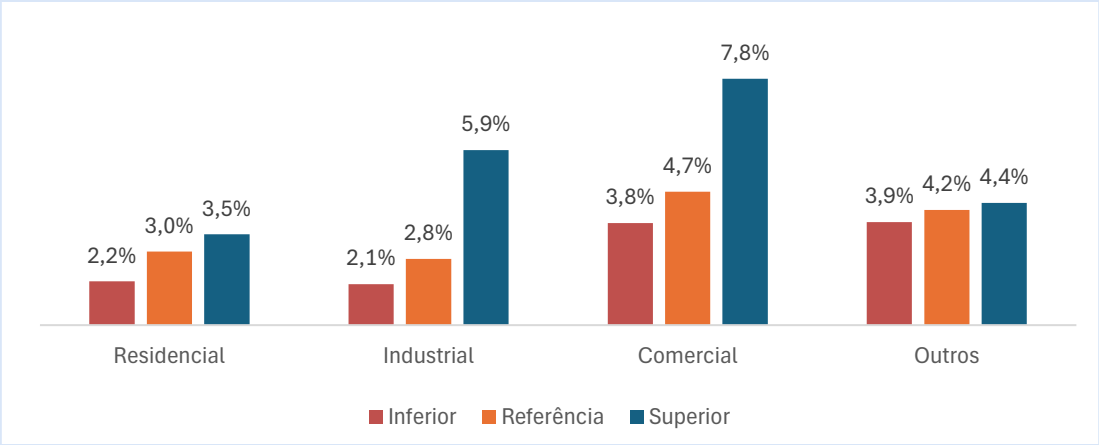
Assim, os cenários inferior e superior representam diferentes ritmos de crescimento da carga de energia elétrica, conforme expectativas quanto ao ambiente econômico e à viabilidade de investimentos em eletromobilidade, data centers e produção de hidrogênio eletrolítico.

Figura 2-25 – Carga de energia: Cenário de referência x cenários alternativos



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2-26 – Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe: Cenário de referência x cenários alternativos (% a.a.)



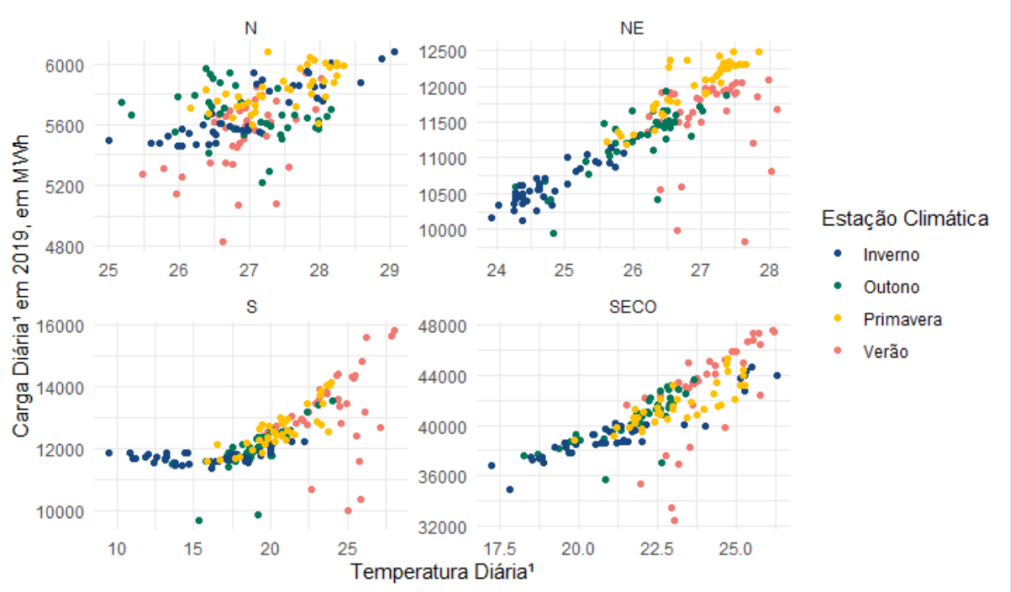
Fonte: Elaboração EPE.

Box 2.3 Mudanças climáticas e a demanda por eletricidade

As mudanças climáticas têm se consolidado como um dos principais vetores de incerteza na projeção da carga. Eventos extremos como ondas de calor, secas prolongadas e chuvas intensas alteram significativamente os padrões históricos de consumo de energia, trazendo desafios à operação do sistema. Um caso emblemático da incerteza associada aos eventos extremos manifestou-se no Rio Grande do Sul, entre abril e maio de 2024, com fortes chuvas e inundações históricas, afetando quase a totalidade do estado e, consequentemente, reduzindo o consumo de eletricidade durante o episódio (saiba mais). No verão seguinte, o estado apresentou sucessivas e intensas ondas de calor corroborando para o 6º verão brasileiro mais quente desde 1961, segundo o INMET, com média de +0,34ºC acima do normal climatológico (1991-2020), o que levou a recordes tanto de carga média quanto de demanda máxima no SIN.

A Figura 2-27 demonstra como a relação entre carga diária e temperatura diária se dá de forma particular em cada subsistema. Contudo, em todos, há nítida responsividade da carga frente às oscilações climáticas.

Figura 2-27 – Relação carga de energia versus temperatura



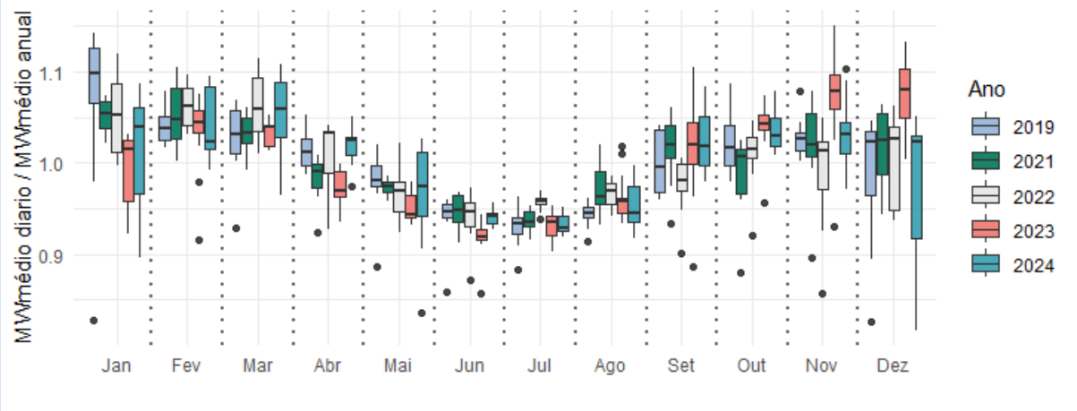
Notas: [1] Foram considerados somente dados das terças, quartas e quintas-feiras; [2] Os dados de temperatura do INMET, obtidos por estações meteorológicas, foram agrupados por médias ponderadas considerando-se as respectivas populações municipais de tais estações.

Fonte: Elaboração EPE.

Já a Figura 2-28 revela como a variabilidade diária da carga oscilou ao longo dos últimos anos, tendo como um dos seus *drivers* as anomalias climáticas que permearam a geografia brasileira, demonstrando a magnitude da incerteza nas previsões já no curto prazo.

Box 2.3 Mudanças climáticas e a demanda por eletricidade

Figura 2-28 – Evolução da variabilidade da carga diária por mês



Nota: Foram considerados somente dados das terças, quartas e quintas-feiras.

Fonte: Elaboração EPE.

Adicionalmente, espera-se que alguns agravantes potencializem os impactos da temperatura sobre a carga no longo prazo. Por um lado, o 6º relatório de impacto do IPCC indica tendência de aumento tanto na frequência quanto na intensidade das ondas de calor. Por outro, a Pesquisa de Posses e Hábitos realizada em 2019, indica que a posse de condicionadores de ar era de cerca de 17% nos domicílios brasileiros, refletindo que há um potencial significativo de aumento do consumo de energia elétrica para climatização de ambientes.

Dessa forma, evidenciam-se desafios tanto para curto quanto para longo prazo em termos de planejamento e operação do sistema elétrico. A CP17 – Roadmap para Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas, sob responsabilidade da EPE, é uma das diversas componentes do Plano de Recuperação de reservatórios (PRR)[1].

1 O Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR) é uma iniciativa estratégica coordenada pelo (MME) que envolve EPE, Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), ONS e de outras entidades, visando à recuperação dos reservatórios de regularização das hidrelétricas ao longo de até 10 anos. O PRR foi lançado em 2023 como parte dos esforços para reforçar a segurança hídrica e energética do Brasil, após eventos climáticos extremos que afetaram os níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

Box 2.4 Demanda por eletricidade das cargas de grande porte e os seus efeitos sobre potência, infraestrutura de rede e encargos

A partir dos cenários de demanda de energia elétrica, evidencia-se a relevância das cargas de grande porte para os requisitos de potência do sistema elétrico. Por estarem, em geral, concentradas em pontos específicos do SIN, essas cargas exigem reforços e ampliações na rede de transmissão para sua conexão.

Adicionalmente, quando a estratégia de suprimento dessas cargas envolve a contratação de fontes de geração em escala compatível com o consumo, aumentam-se as necessidades de infraestrutura de rede em função da localização dos empreendimentos e dos requisitos operativos associados. Esse movimento conjunto de investimentos tende a gerar novos ativos no Sistema Interligado Nacional.

Por fim, ao elevarem a demanda por potência firme e a necessidade de lastro de capacidade, essas cargas, a depender da fonte de suprimento a ser contratualizada, podem contribuir com

Box 2.4	Demanda por eletricidade das cargas de grande porte e os seus efeitos sobre potência, infraestrutura de rede e encargos

os montantes associados aos mecanismos de adequação de potência (por exemplo, a Reserva de Capacidade), que são distribuídos entre os pagantes do encargo. Assim, ainda que parte dos investimentos seja motivada pela conexão e atendimento dessas cargas específicas, uma parcela dos custos sistêmicos poderia ser distribuída ao conjunto de pagantes da infraestrutura de rede e do ERCAP, reforçando a necessidade de uma avaliação integrada entre localização da carga, solução de conexão, arranjo de contratação e alocação de custos que mitiguem esses efeitos.

Nessa direção, houve um recente complemento regulatório atribuído ao uso de armazenamento: a Lei nº 15.269/2025 estabelece que, no caso de contratação de sistemas de armazenamento de energia na forma de baterias, os custos associados à contratação (no âmbito dos dispositivos de Reserva de Capacidade referidos na lei) devem ser rateados apenas entre os geradores de energia, conforme regulamentação da Aneel.

Capítulo 3.

Geração Centralizada de Energia Elétrica

Pontos principais

- O ciclo do PDE 2035 é caracterizado por uma elevação substancial na projeção de demanda de eletricidade quando comparado ao ciclo anterior, o PDE 2034. Essa diferença é particularmente notável nas projeções de demanda máxima, onde se identifica um incremento de até 5 GW já nos primeiros anos do período analisado. Este insumo reflete diretamente no cálculo dos requisitos do Sistema, que no PDE 2035 indicam uma necessidade de expansão de potência nos anos iniciais do estudo, em linha com o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) previsto para ocorrer em 2026.

- Como a projeção de demanda é um elemento central do cálculo dos requisitos do sistema, foi realizada uma sensibilidade para dois cenários de projeção de demanda, o Inferior e Superior, derivados de diferentes premissas de crescimento econômico. O Cenário Inferior indica um requisito de potência apenas em 2027, enquanto o Superior amplia exponencialmente a necessidade de potência no segundo quinquênio, com valores de 35 GW acima ao previsto para o Cenário de Referência em 2035. Tal resultado enfatiza a importância do planejamento na sinalização de busca por soluções regulatórias e operativas, além do incremento de capacidade e gerenciamento da demanda, que tragam robustez ao sistema.

- A expansão da oferta de eletricidade do Cenário de Referência, baseada na legislação vigente, projeta um acréscimo de 100 GW na capacidade instalada em dez anos, alcançando 359 GW em 2035. O cenário inclui termelétricas inflexíveis previstas na Lei nº 14.182/2021 e cerca de 18,7 GW de termelétricas a gás natural flexíveis. As fontes renováveis são centrais para o atendimento da demanda, com a adição de 13,6 GW de eólica e 5,6 GW de solar centralizada, que, somadas à MMGD, totalizam 107 GW de capacidade solar instalada em 2035.

- A tecnologia de armazenamento se apresenta como uma solução viável para atendimento a demanda líquida máxima, com uma expansão superior a 6 GW nos próximos dez anos no Cenário de Referência. Este apontamento decorre em especial do gerenciamento de excedentes de geração provenientes da elevada participação de fontes renováveis, e de uma expectativa de redução forte dos custos de tecnologias de armazenamento, como as baterias.

- A projeção de aumento da participação de eólicas e solares reforça a necessidade de qualificar, de forma quantitativa e prospectiva, a suficiência de flexibilidade operativa no horizonte decenal. O PDE 2035 traz uma estimativa de requisitos de flexibilidade e métricas de risco e profundidade de seu atendimento.

- O contexto atual de mudança operativa do setor deve ser visto como um vetor de modernização do parque hidráulico, através da busca de solução para remuneração de seus serviços prestados.

- Conforme os ciclos anteriores, o PDE 2035 conta com uma abordagem de resiliência de um cenário de expansão em um contexto de mudanças climáticas, avaliando o desempenho do Cenário de Referência frente a uma situação de escassez hídrica similar à ocorrida no ano de 2021. E a análise da expansão frente a alteração do comportamento das vazões futuras, que passariam a ter seu comportamento baseado em um histórico recente.

3.1 Introdução

É amplamente reconhecido que o setor elétrico vem passando por transformações ao longo das décadas recentes. Se no passado a oferta de eletricidade era realizada por usinas hidrelétricas e complementada por usinas termelétricas, ao longo dos últimos 10 anos se consolidou a participação de outras fontes renováveis, tanto na geração centralizada quanto distribuída, caracterizadas por não serem controláveis, devido à incerteza do recurso primário. Se por um lado a situação presente posiciona o Brasil como uma referência mundial em produção de eletricidade limpa, por outro lado traz uma série de desafios para garantir segurança de suprimento, provendo energia a baixo custo para o consumidor e preservando a sustentabilidade socioambiental.

Além das mudanças na composição do parque e do comportamento da demanda que se acentuaram no momento recente, o período de elaboração do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2035 foi marcado por alterações legais e regulatórias, que impactaram nas premissas definidas para elaboração da expectativa de expansão do parque gerador. Um desafio ao longo da construção deste plano, que tem janeiro de 2025 como data-base das suas premissas, deve-se a proposições de alterações em torno da Lei 14.182/2021, a qual inclui um conjunto de determinações da expansão da capacidade instalada. Ainda ao final de 2024 e início de 2025, alterações na Lei 14.182/2021 foram colocadas em debate em relação à Lei 15.097/2025 [8]. Artigos do projeto dessa lei alterariam premissas da expansão de geração obrigatória, mas foram vetados pela presidência da república. Durante o ano de 2025 entrou em vigor a Medida Provisória (MP) 1.304/2025 que também debatia o tema, retirando parte significativa da expansão compulsória da Lei 14.182/2021, e incluindo outras disposições obrigatórias de expansão. A sanção da Lei 15.269/2025 a partir da MP 1.304/2025, em novembro de 2025, com confirmações e vetos aos dispositivos previstos na MP ressalta a natureza mutável, em particular do ano de 2025, do contexto no qual se insere a atividade de planejamento. Como forma de abordar a incerteza regulatória que percorreu o período de elaboração deste estudo, o capítulo traz uma avaliação qualitativa de alguns efeitos da Lei 15.269/2025.

O objetivo deste plano não é fazer previsões futuras ou sugestões determinativas de expansão, mas propor reflexões acerca do contexto atual e futuro da matriz elétrica nacional, suas principais necessidades, as opções tecnológicas disponíveis, além de possíveis tendências para o horizonte decenal. 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. Seguindo as diretrizes do MME, os estudos e análises que compõem este capítulo foram desenvolvidos com o propósito de orientar discussões acerca de temas relevantes, bem como das incertezas que se delineiam no atual cenário, quando se projeta o horizonte dos próximos dez anos.

O capítulo se inicia com uma breve descrição metodológica, onde é ressaltado o esforço constante para que os estudos de planejamento da expansão estejam os mais aderentes possíveis à realidade operativa para o adequado exercício de otimização técnico-econômica. O cálculo dos requisitos se consolida como 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, permitem-se soluções de menor custo para o consumidor e ampliação da concorrência. Os parâmetros adotados estão relacionados ao momento de seu cálculo, em especial a projeção de demanda e, por isso, este plano apresenta uma sensibilidade dos requisitos de energia e potência para diferentes expectativas de consumo de eletricidade no futuro.

[8] A Lei 15.097/2025 é comumente denominada como lei do marco legal da energia eólica offshore.

Considerando o rápido desenvolvimento tecnológico que se tem vivenciado, o PDE 2035 incorpora um conjunto ampliado de alternativas na carteira de projetos candidatos à expansão. Este conjunto abrange desde fontes já consolidadas no Sistema Interligado Nacional (SIN), como as hidrelétricas e termelétricas, até opções como as tecnologias de armazenamento e eólicas offshore. Em alinhamento com compromisso de redução de emissões de gases de efeito estufa acordado pelo país e dialogando com outros estudos de planejamento, cujos horizontes vão além dos dez anos, como o Plano Nacional de Energia (PNE), também estão incluídas na cesta de candidatos tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Tendo como referência uma visão de futuro que comporta a expansão da capacidade instalada conforme Lei 14.182/2021, desdobram-se análises operativas do sistema, como um exemplo prático da aplicação de metodologia de quantificação de requisito de flexibilidade para um parque futuro. Ao analisar como o comportamento do sistema evolui no tempo em termos de flexibilidade operativa, é possível entender quando o sistema deverá buscar soluções específicas para disponibilizar esse serviço. As tecnologias de armazenamento constituem um recurso estratégico para o provimento de capacidade e para a ampliação da flexibilidade operativa do sistema, sendo consideradas neste estudo como alternativas candidatas e tendo seu papel avaliado em um cenário de expansão ao longo do horizonte decenal.

Considerando as mudanças climáticas, o plano incorpora a avaliação de resiliência a cenários hidrológicos de escassez de recursos, similares ao observado no passado recente. Deste modo, antecipa-se a busca por ações de adaptação e mitigação que permitam lidar com possíveis eventos extremos.

Desta forma, o PDE 2035 se apresenta como um instrumento capaz, dentro do ambiente de intensas mudanças, de captar temas relevantes para o horizonte dos próximos dez anos. Visando prover subsídios técnicos para que, antecipadamente, sejam elaboradas soluções que permitam realizar o atendimento da demanda de eletricidade ao menor custo, garantindo segurança energética, resiliência e sustentabilidade socioambiental.

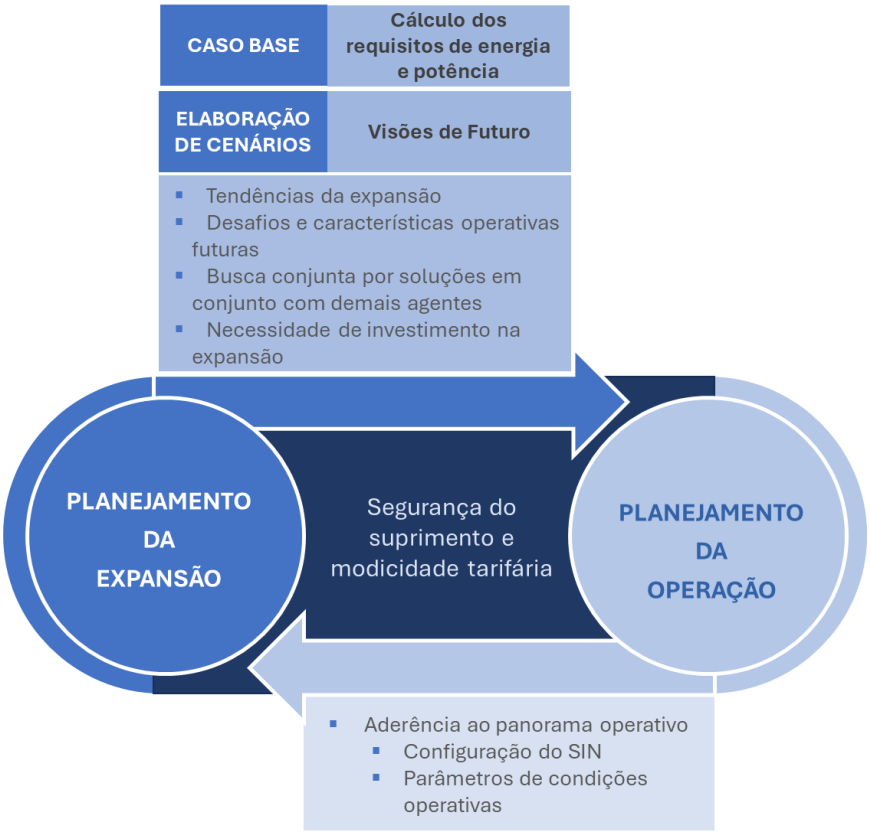
3.2 Metodologia

A complexidade da atividade de planejamento da expansão da oferta de eletricidade decorre do grande número de variáveis técnicas, econômicas, regulatórias e socioambientais envolvidas, que precisam ser avaliadas de forma integrada e sob condições de incerteza. Seu caráter multidisciplinar exige o uso de modelos computacionais sofisticados, capazes de simular o comportamento do sistema elétrico, aliado a elaboração de cenários que permitam analisar conjecturas de modo a levantar temas relevantes no horizonte decenal e assegurar equilíbrio entre oferta e demanda.

O planejamento oferece os recursos necessários para que a operação possa agir com segurança no futuro. A operação fornece ao planejamento informações sobre desempenho real do sistema, gargalos observados e padrões de consumo, permitindo que as projeções sejam continuamente aprimoradas. Assim, o equilíbrio do setor elétrico depende de um ciclo permanente em que planejamento e operação caminham juntos, cada um reforçando a efetividade do outro.

Da mesma forma, a dinâmica do mercado, com novos modelos de negócio e evolução de custos, adiciona uma camada de complexidade ao planejamento, o que reforça a importância da atualização constante dos estudos.

Figura 3-1 – Processo de planejamento decenal



Fonte: Elaboração EPE.

O processo de elaboração de um cenário de expansão inclui diversas etapas. A etapa inicial é fundamental, pois consiste na 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 vigentes, definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

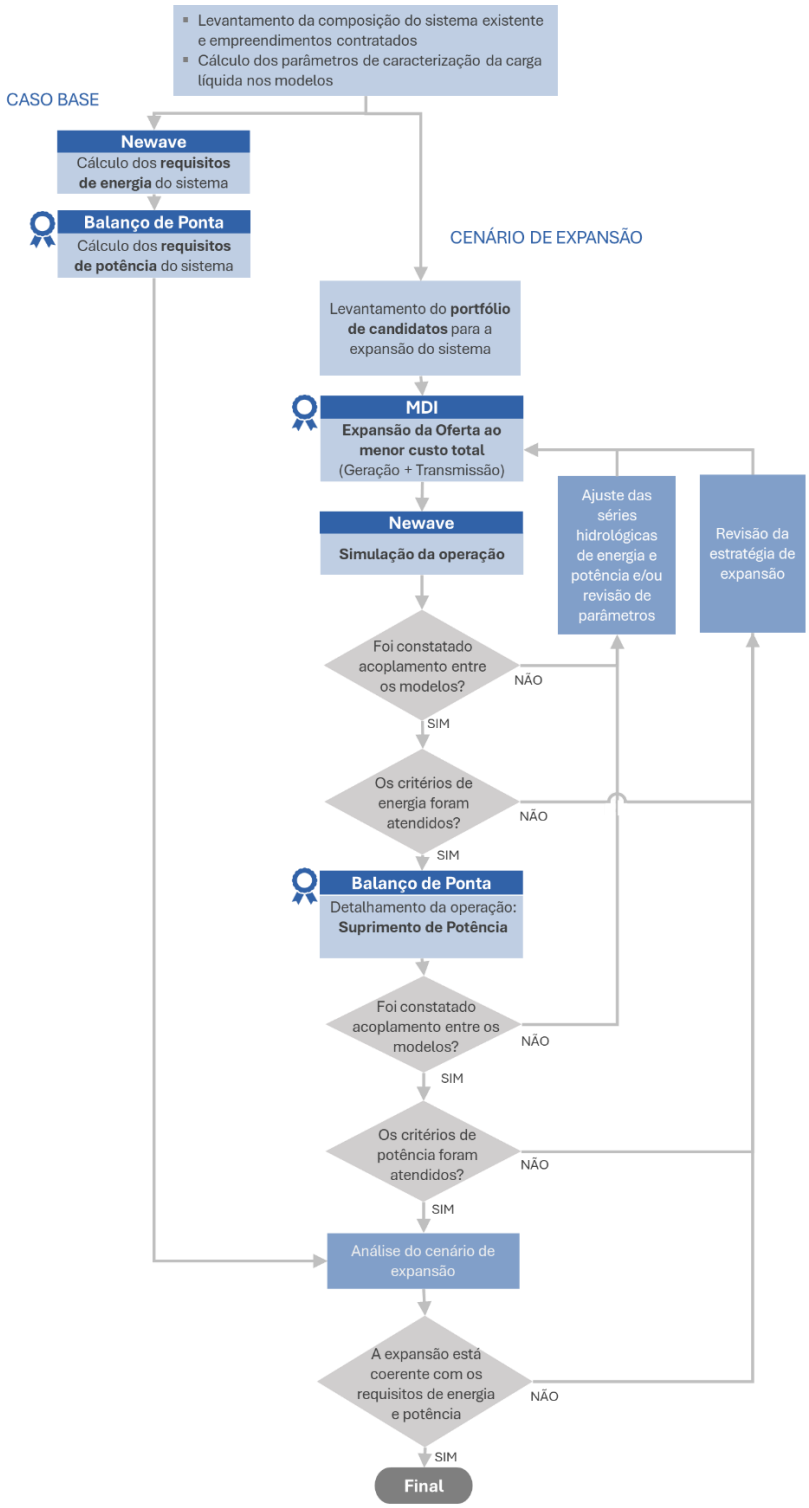
A partir desta quantificação, pode-se propor múltiplas maneiras de compor parques geradores que sejam capazes de prover a segurança do sistema dentro dos critérios estabelecidos. Cada cenário proposto é elaborado a partir de um conjunto de premissas e conta com metodologias que permitam abordar incertezas, avaliar efeitos positivos e negativos de 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, ou a soma de ambas as parcelas. Os três modelos matemáticos utilizam abordagens probabilísticas, de modo a se aproveitar da melhor funcionalidade de cada modelo: (i) simulação com o **Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)** para obter o cronograma e montantes 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, revisitam-se as etapas anteriores do processo, de modo que o parque gerador atenda às premissas pré-estabelecidas e oferte segurança ao sistema, visando o atendimento aos critérios de suprimento.

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 o fluxograma da Figura 3-1 dialoga com a Figura 3-2, pois o cenário de expansão elaborado possui condições operativas de prover segurança de suprimento ao sistema. Enquanto na etapa inicial dos estudos de planejamento com horizonte decenal o Caso Base revela os requisitos necessários para garantir segurança ao sistema nas dimensões de energia e potência, o cenário de expansão, elaborado através da minimização de custos de investimento e operação, colabora na indicação de uma expansão da oferta, dadas as condições de entrada impostas. 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 premissas do cenário estudado.

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



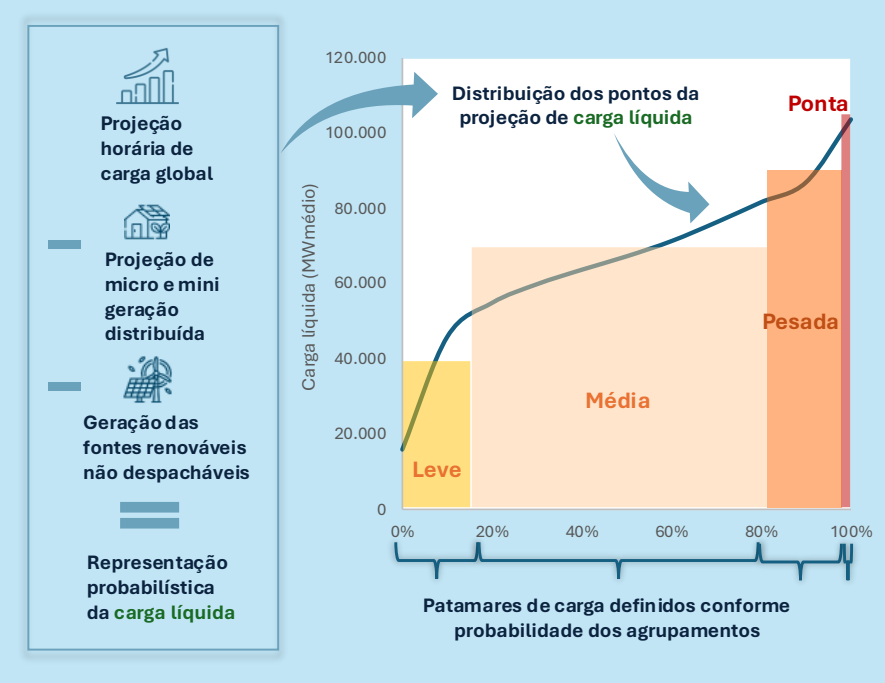
Notas: Modelos em código aberto, disponibilizados em: MDI: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/modelo-de-decisao-de-investimentos-mdi-pde-2029; Balanço de Potência: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanco-de-potencia.

Fonte: Elaboração EPE.

3.2.1 Aplicação da carga líquida

Trata-se de um conceito importante para os estudos de planejamento da operação e da expansão de sistemas elétricos de potência, apresentado na Nota Técnica[9] EPE/DEE/053/2025-R0. De forma simplificada, a carga líquida refere-se à carga residual a ser atendida através dos recursos despacháveis, após descontada a geração das fontes não controláveis. Portanto, conforme mostrado na Figura 3-3, para construção da carga líquida, subtrai-se da carga global estimada (consumo e perdas totais) toda a expectativa de geração não despachável, como renováveis variáveis e pequenas usinas de menor gestão pelo operador, conectados tanto à rede básica quanto à rede de distribuição. Essa abordagem permite representar com maior precisão a demanda que de fato exige o acionamento de usinas despacháveis. Outro aspecto da carga líquida é sua diferente resolução espacial e temporal. Considerando a disponibilidade dos dados necessários e as especificidades dos modelos utilizados, atualmente a metodologia é construída com resolução horária e para cada subsistema do SIN. A utilização da metodologia de carga líquida representa um avanço para o dimensionamento da geração controlável, especialmente em sistemas com forte participação de geração renovável não controlável, como as fontes eólica e solar, contribuindo para diagnósticos mais robustos dos requisitos sistêmicos de potência e flexibilidade operativa.

Figura 3-3 – Metodologia carga líquida



Fonte: Nota Técnica Metodologia de Cenarização da Carga Líquida EPE/DEE/053/2025-R0.

A metodologia se apresenta como uma abordagem robusta, sustentada por princípios técnicos consistentes, consolidando-se como uma ferramenta estratégica para o planejamento energético. Sua adoção proporciona uma modelagem mais precisa da carga líquida, refletindo de maneira mais fiel as complexidades e dinâmicas do mercado de energia atual. Ela também inclui o incerto contexto de mudanças climáticas, que pode acentuar situações extremas observadas na interação entre disponibilidade de recurso e demanda. Esse aprimoramento permite que as empresas do setor adotem um planejamento mais assertivo, contribuindo para a

[9] Nota Técnica Metodologia de Cenarização da Carga Líquida Horária - EPE/DEE/053/2025-R0

otimização dos recursos e a melhoria da eficiência operacional. Além disso, a adoção desta metodologia pode fomentar a colaboração entre diferentes agentes do setor, possibilitando o compartilhamento de experiências e a identificação de melhores práticas. Espera-se que, a partir da sua implementação, surjam novos aprimoramentos e inovações que possam enriquecer ainda mais os estudos de planejamento. Essa evolução contínua não apenas fortalecerá a capacidade de resposta do sistema às demandas contemporâneas, mas também promoverá um ambiente mais sustentável, principalmente em um momento com cada vez maior introdução de fontes renováveis variáveis, podendo ter sua aplicação avaliada nos estudos e processos relacionados à operação e à formação de preços do mercado de curto prazo brasileiro.

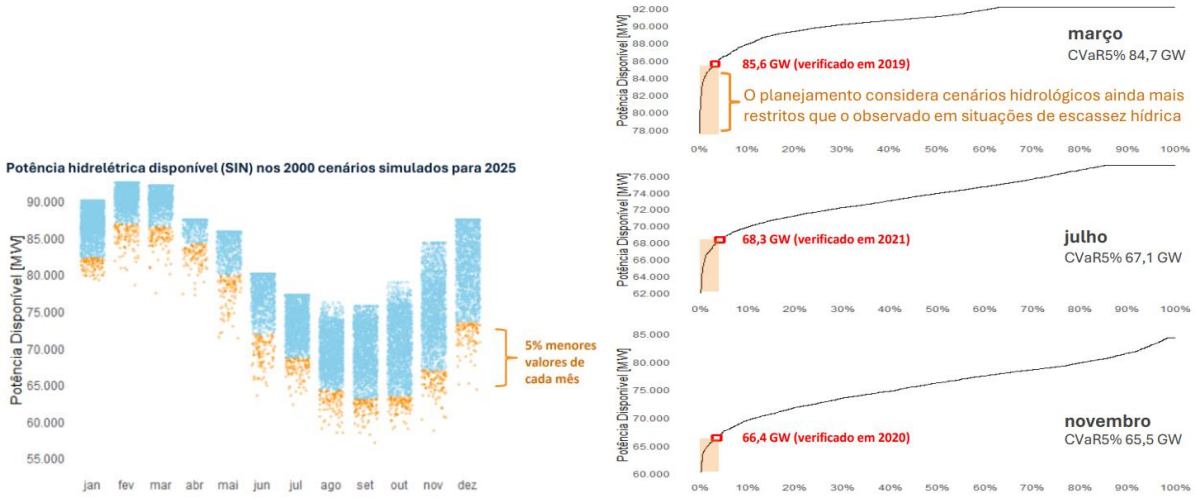
3.2.2 Restrições operativas de usinas hidrelétricas

Visando maior aderência à realidade operativa das usinas hidrelétricas existentes, desde o PDE 2031 a EPE passou a considerar o histórico de operação das usinas hidrelétricas (UHEs) para identificar e definir restrições operativas nos modelos computacionais de planejamento. Esse aprimoramento na representação surgiu como um aprendizado metodológico da crise hídrica do período entre 2020 e 2021 e permite avaliar de forma mais precisa a contribuição das hidrelétricas para o atendimento à demanda máxima, aprimorando o dimensionamento do requisito de potência para os próximos anos.

Além das restrições de volume dos reservatórios, são estabelecidas para cada UHE metas de geração mínima por patamar de carga e limites de defluência mínima. Essas restrições induzem um comportamento operativo mais compatível com o observado na prática e garantem o acoplamento entre as dimensões de energia e potência. Em outras palavras, evitam que o balanço de potência considere potencial de modulação hidrelétrica além da prevista na política operativa e, ao mesmo tempo, incorporam à otimização energética as necessidades associadas ao atendimento de potência.

No balanço de potência, a disponibilidade hidrelétrica é calculada para cada UHE e cenário a partir da geração média mensal, do armazenamento e de uma classificação feita para cada usina. Essa classificação – definida e utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – representa a capacidade de cada usina de variar sua geração para atender momentos de maior demanda, permitindo assim considerar particularidades operativas de cada UHE. A Figura 3-4 apresenta a disponibilidade hidrelétrica simulada com as restrições supracitadas comparada aos dados históricos, permitindo observar que situações críticas verificadas nos últimos cinco anos estão contempladas nos cenários de planejamento, mesmo com condições iniciais de armazenamento mais favoráveis que as de 2020/2021.

Figura 3-4 – Representação de cenários críticos de disponibilidade de potência hidrelétrica



Fonte: Elaboração EPE.

3.3 Requisitos do sistema no horizonte decenal

De forma a estar mais aderente a um sistema elétrico em transformação, que vem observando cada vez mais significativa participação de fontes renováveis variáveis, e trazer segurança operativa para situações de baixa hidraulicidade, o processo de planejamento da expansão da oferta de eletricidade no horizonte decenal incorporou a quantificação de requisitos futuros do sistema nas dimensões de energia e potência. Esta etapa é fundamental para a elaboração de possíveis cenários de atendimento desses requisitos.

Deste modo, os ciclos recentes do PDE vêm quantificando a necessidade de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência. 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.

As métricas e os parâmetros dos critérios estabelecidos para esta avaliação, conforme descritos na Tabela 3-1, constituem o referencial para a condução das análises a partir da configuração do Caso Base, ou Caso para Cálculo de Requisitos. A avaliação da adequabilidade do suprimento energético e da disponibilidade de potência é realizada com base em simulações que consideram 2.000 cenários hidrológicos sintéticos distintos de energias naturais afluentes.

Tabela 3-1 – Descrição dos critérios de suprimento de energia e potência

CVaR 1% da Energia Não Suprida (ENS) ≤ 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.
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) ≤ 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 (LOLP) ≤ 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.

Fonte: Elaboração EPE.

3.3.1 Configuração do caso de cálculo de requisitos

Para o cálculo das necessidades futuras do sistema para uma determinada projeção de carga, os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em janeiro de 2025, a expansão de oferta contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada de novos empreendimentos pelo ACL, considerando apenas aqueles com alta viabilidade[10]. Também foram levados em conta as diretrizes do MME e os atos legais até janeiro de 2025 que impactam a expansão[11]. No início dos estudos, o SIN contava com capacidade instalada existente, em operação comercial, de aproximadamente 251 GW de oferta centralizada, com a participação das diversas fontes de geração. Os leilões realizados até janeiro de 2025 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 7,1 GW de capacidade instalada no horizonte decenal, conforme apresentado no Anexo I-1.

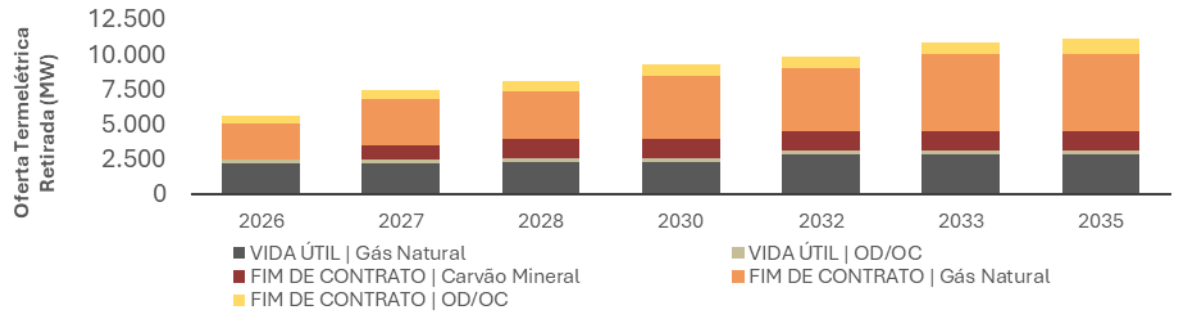
Assim como o Caso para Cálculo de Requisitos considera a entrada de oferta já contratada, também é considerada a saída de operação das usinas termelétricas existentes que estão em situação de final de contrato regulado, além da necessidade de modernização do parque existente devido ao longo período em operação. Além disso, destaca-se o final de vigência do benefício da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termeletricidade (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 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 11.200 MW da capacidade instalada atual não devem ser considerados na configuração de base durante o período decenal. A oferta termelétrica retirada do Caso Base, agrupadas pelas motivações, é apresentada na Figura 3-5 e detalhada no Anexo I. Com essas informações, e considerando as premissas adotadas, os cenários de expansão indicativa do PDE 2035 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 14.300 MW de *retrofit* de termelétricas recém descontratadas ou retiradas na configuração proposta foram colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos de forma escalonada ao longo do horizonte, à medida que os contratos de suprimento dessas usinas chegam ao fim.

[10] 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 2035 segue essa mesma premissa adotada pelo PMO.
[11] A usina de Angra III foi considerada com data de entrada em 2033, 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.

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

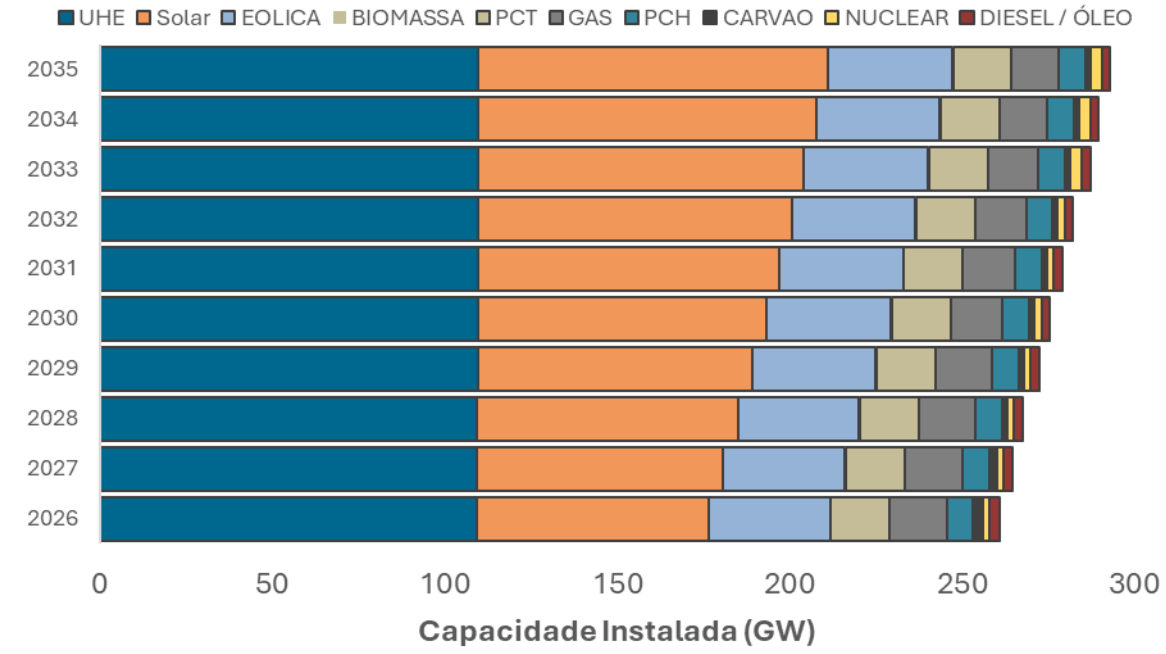


Fonte: Elaboração EPE.

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 incluída também a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), devido a sua crescente relevância, com a perspectiva de chegar a 78 GW[12] em 2035 no cenário de referência.

A configuração apresentada na Figura 3-6 é chamada de Caso Base do PDE 2035 e será utilizada para quantificação dos requisitos do sistema. 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.

Figura 3-6 – Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN



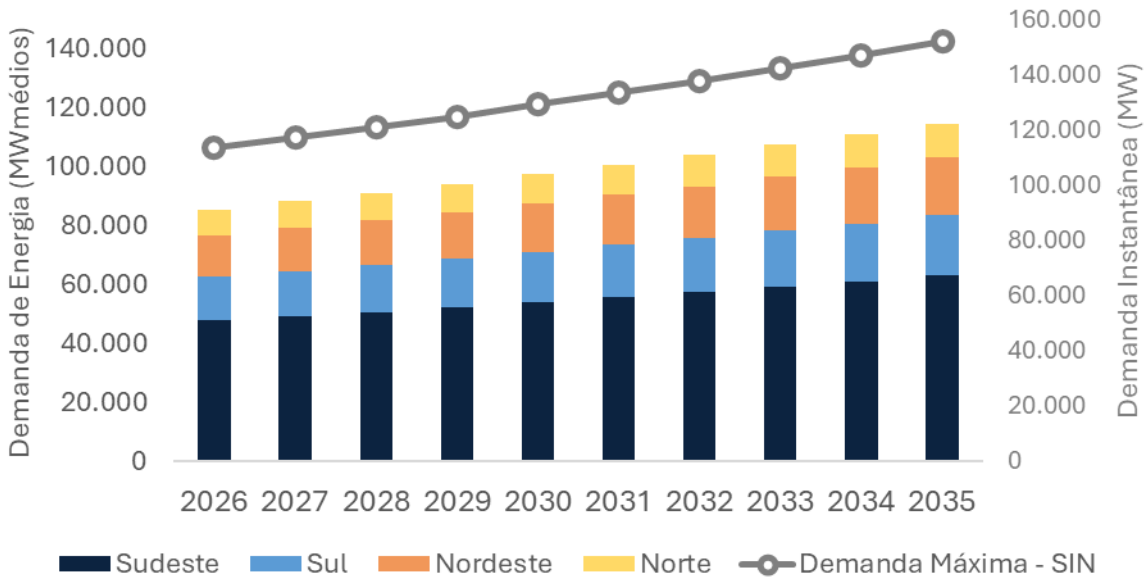
Fonte: Elaboração EPE.

[12] Maiores detalhes sobre a projeção de MMGD adotada no PDE 2035 podem ser encontradas no capítulo 9 deste relatório.

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, de modo que a 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 global do SIN (sem abatimento da MMGD), no horizonte decenal, é de cerca de 3.000 MW médios/ano – com crescimento médio de 3,2% 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.

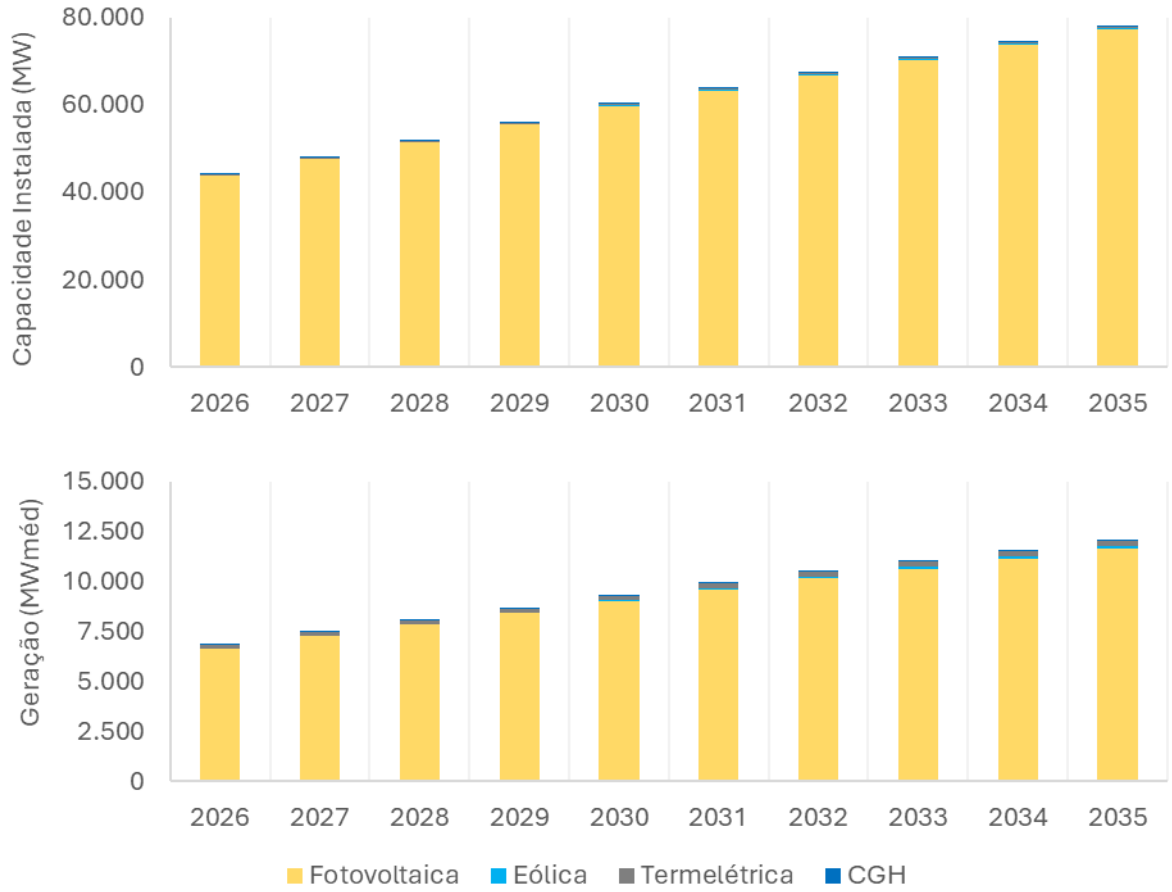
Figura 3-7 – Projeções de demanda do cenário de referência



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação a MMGD, o PDE 2035 utilizou como premissa o disposto na Lei 14.300, de 2022. O detalhamento sobre as premissas adotadas para MMGD é apresentado no Capítulo 9. O cenário de projeção de MMGD considera penetração de aproximadamente 78 GW de potência instalada (e 12.000 MWmédio de energia agregada) ao final do horizonte decenal. Como pode ser observado na Figura 3-8, a tecnologia solar fotovoltaica mantém-se como a principal fonte nesse segmento, respondendo por cerca de 98% de toda essa expansão, com a grande maioria instalada no segmento residencial.

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

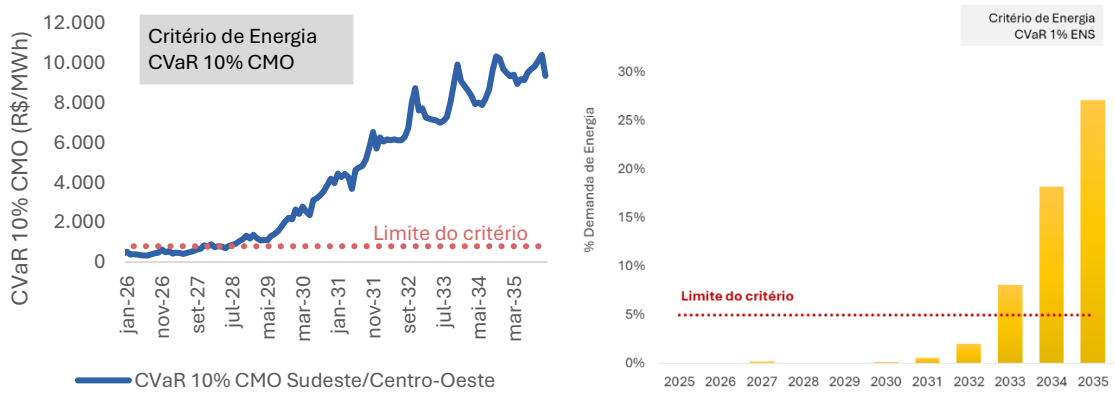


Fonte: Elaboração EPE.

3.3.2 Requisitos de energia e potência do sistema

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 2027, com tendência de crescimento ao longo dos anos e aumento no período seco, perfil já verificado em outros PDEs. 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 PDEs mais recentes, observa-se que essa métrica apresenta baixa capacidade discriminante na avaliação da adequação do suprimento, uma vez que a violação do critério apenas se manifesta em horizonte temporal substancialmente posterior ao ponto em que o CVaR 10% do CMO é superado.

Figura 3-9 – Avaliação do atendimento aos critérios de suprimento de energia - SIN: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR 1% ENS

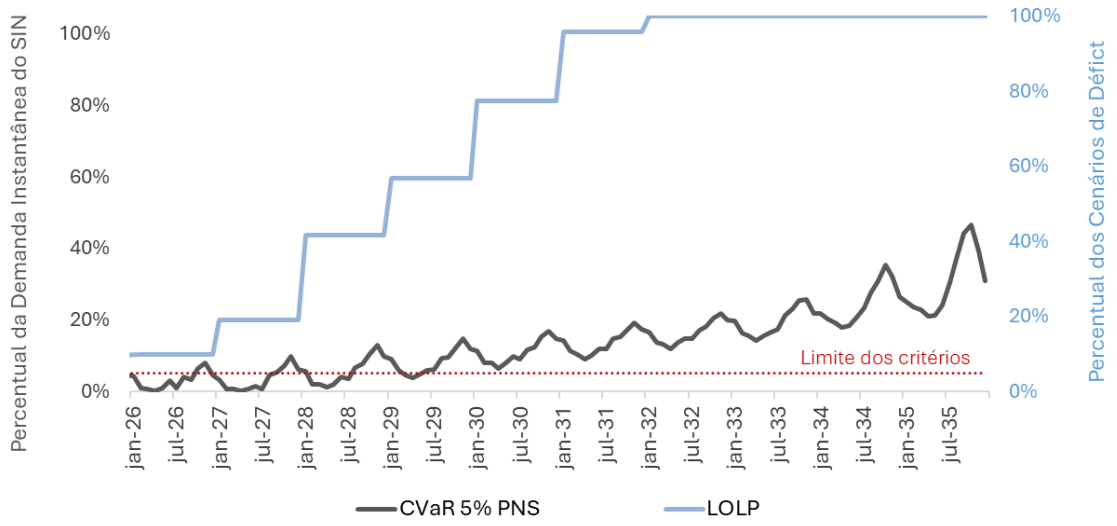


Fonte: Elaboração EPE.

Já a Figura 3-10 apresenta a avaliação do atendimento aos dois critérios relacionados ao suprimento de potência[13]. Observa-se que ocorre violação desses critérios a partir de 2026, com tendência 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.

[13] Além de uma representação aprimorada das usinas com despacho antecipado de GNL, foram incorporadas melhorias significativas na avaliação da Disponibilidade Hidrelétrica. Essa avaliação passou a considerar, de forma individualizada, a capacidade de modulação e a contribuição de potência de cada UHE, balizada com dados históricos de operação.

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.

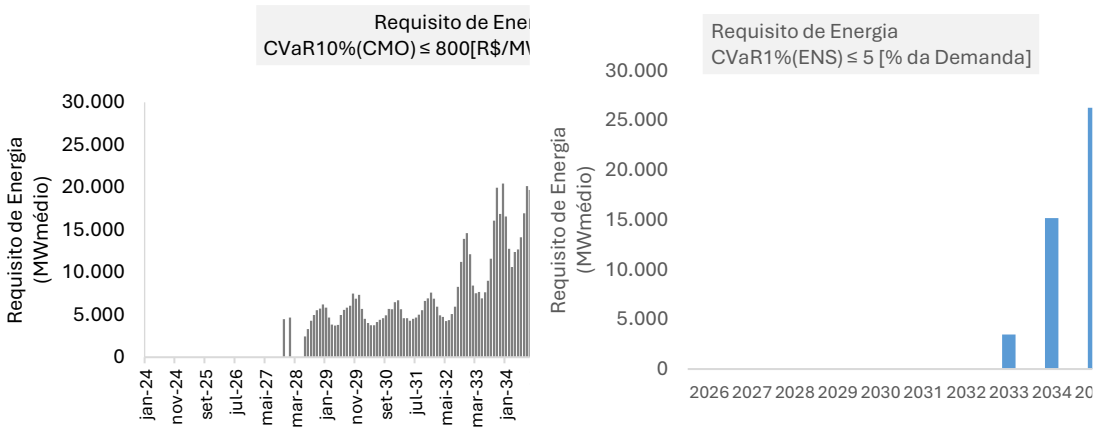
Já para o CVaR de ENS e PNS, como ambos estão diretamente relacionados ao montante de energia e potência não fornecidos, a oferta a ser adicionada é exatamente a diferença entre o valor obtido para cada variável e o limite estabelecido pelo critério de suprimento.

Quanto à métrica LOLP, onde somente são aceitos 5% dos cenários com déficits de potência por ano, o que leva a uma probabilidade de ocorrer um déficit deve ser inferior ou igual a 5%, a variável que impacta também é o próprio corte de carga do déficit associado ao percentil 95% da distribuição. Dessa forma, caso seja adicionada 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 MWmédio 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, ou em outras épocas do ano. Ignorar essa sazonalidade, como faz a análise puramente anual, não envia os sinais corretos para o mercado. Pode-se concluir erroneamente que não há necessidade de novos investimentos em geração, quando, na verdade, o sistema pode estar vulnerável a picos de preço ou a déficits em meses específicos. A sobra de recursos em uma época do ano não compensa a falta em outra.

Portanto, a evolução para uma avaliação mensal dos requisitos do sistema é um avanço natural e necessário. Ela permite capturar as particularidades sazonais da oferta de energia (especialmente das fontes renováveis) e sua interação com o comportamento da demanda, resultando em um planejamento da expansão mais seguro, eficiente e econômico.

Figura 3-11 – Requisitos de energia calculados através das métricas CVaR10%(CMO) ≤ 800[R$/MWh] e CVaR1%(ENS) ≤ 5 [% da demanda]



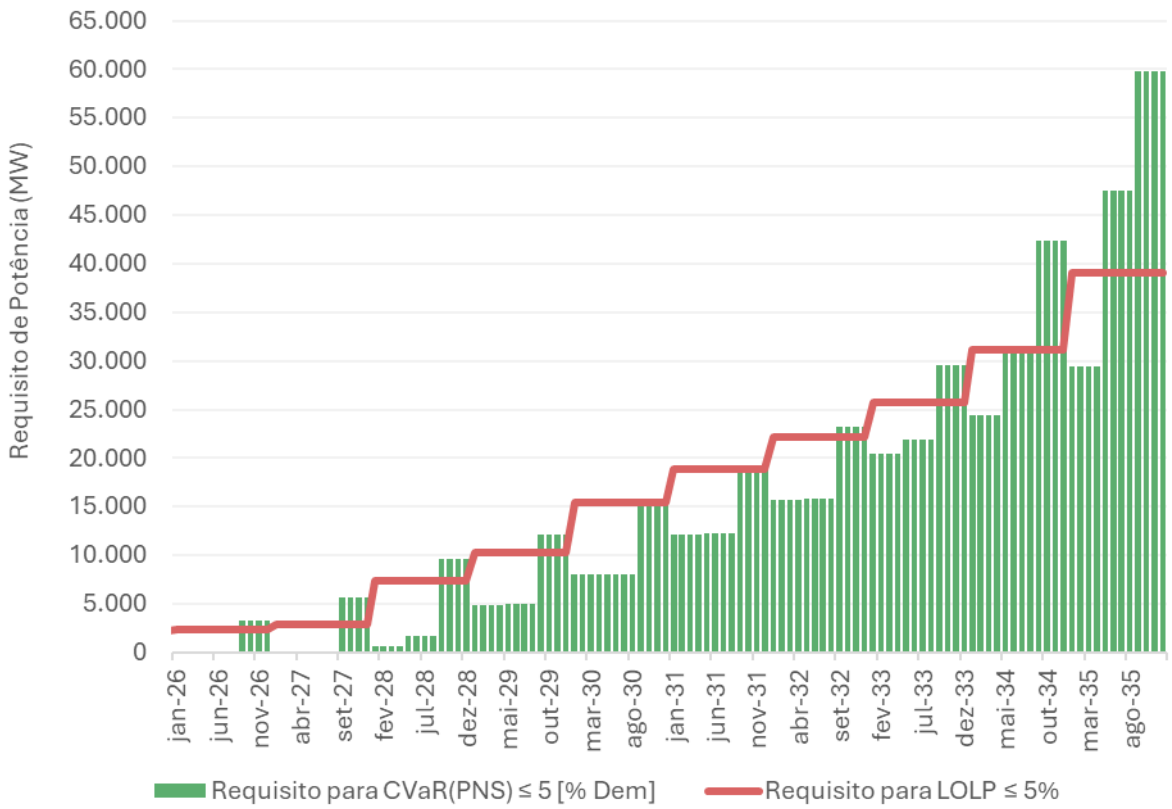
Fonte: Elaboração EPE.

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 (Figura 3-12). 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.

Portanto, quanto ao requisito de potência, a Figura 3-12 mostra que a necessidade de oferta adicional se inicia em 2026. Especificamente sobre eventuais requisitos para o final do ano de 2026, no caso de verificação de cenários de baixa hidrologia, as necessidades podem ser atendidas através de mecanismos que garantam em operação usinas que não têm contrato regulado vigente no momento do requisito, além de mecanismos com tempo reduzido de implantação, como a resposta da demanda ou flexibilização de restrições hidrelétricas que promovam maior disponibilidade de potência. Deve-se destacar também que, em virtude das simulações de requisito terem sido iniciadas no primeiro semestre de 2025, para as usinas vencedoras do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência realizado no ano de 2021 foram consideradas as datas de entrada em operação originais durante as simulações. No entanto, mediante decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), várias dessas usinas acordaram o adiantamento da entrada em operação, tornando-se disponíveis já no segundo semestre de 2025. O montante de oferta existente disponibilizada nas condições acima totaliza mais de 6.000 MW, superando, com folga, a necessidade identificada para 2026.

Destaca-se também que a partir de 2030 todos os meses apresentam valores de Requisito de Potência superiores a zero. Além disso, observa-se expressiva sazonalidade do Requisito de Potência do CVaR 5% da PNS, refletindo em valores mais elevados no quadrimestre final do ano, sinalizando a possibilidade de se discutir a possibilidade de produtos com obrigações sazonais mais bem caracterizadas.

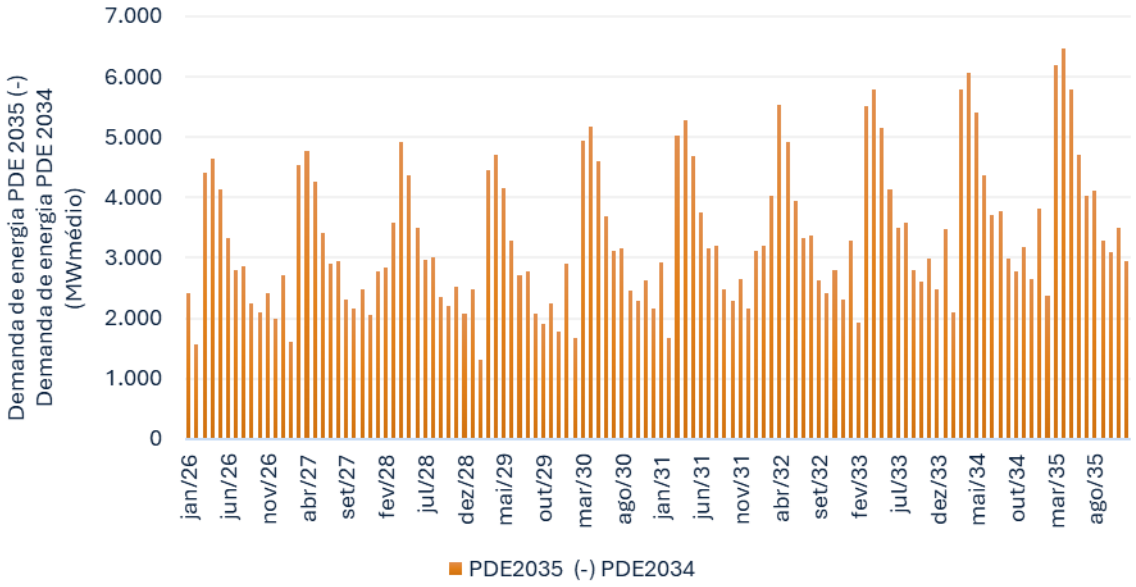
Figura 3-12 – Requisitos de potência calculados através das métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%demanda] - Base quadrimestral e LOLP ≤ 5% Base anual



Fonte: Elaboração EPE.
Nota: As necessidades de contratação de capacidade adicional seguirão o Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. Compete ao Ministério de Minas e Energia definir o montante de reserva de capacidade a ser contratado, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, observados os critérios de garantia de suprimento do Conselho Nacional de Política Energética. Ressalta-se que os diferentes momentos de publicação do PDE e do PEN implicam referenciais de carga distintos, dificultando a comparação direta entre seus resultados.

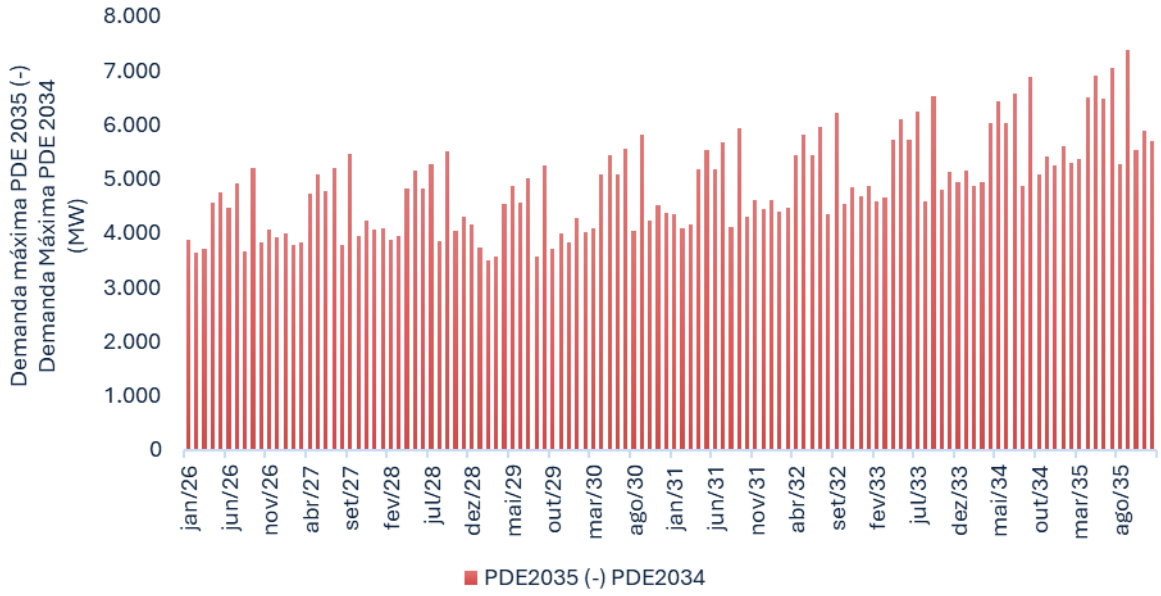
Como pode ser observado nas Figura 3-13 e Figura 3-14, o horizonte de planejamento do PDE 2035 é caracterizado por uma elevação substancial na projeção de demanda de eletricidade quando comparado ao ciclo anterior, o PDE 2034. Essa diferença é particularmente notável nas projeções de demanda máxima, onde se identifica um incremento de até 5 GW já nos primeiros anos do período analisado. Desta forma, o cenário de maior crescimento de carga delineado como base do PDE 2035 caracteriza-se como principal responsável pelo aumento nos requisitos de expansão e operação do sistema elétrico nacional. Maiores detalhes sobre os processos e metodologias da demanda utilizados no PDE 2035 podem ser vistos no Capítulo 2.

Figura 3-13 – Projeção de demanda global de energia (bruta): Diferenças para o PDE2034



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-14 – Projeção de demanda máxima global (bruta): Diferenças para o PDE2034



Fonte: Elaboração EPE.

3.3.3 Sensibilidade: Requisitos para incerteza da demanda

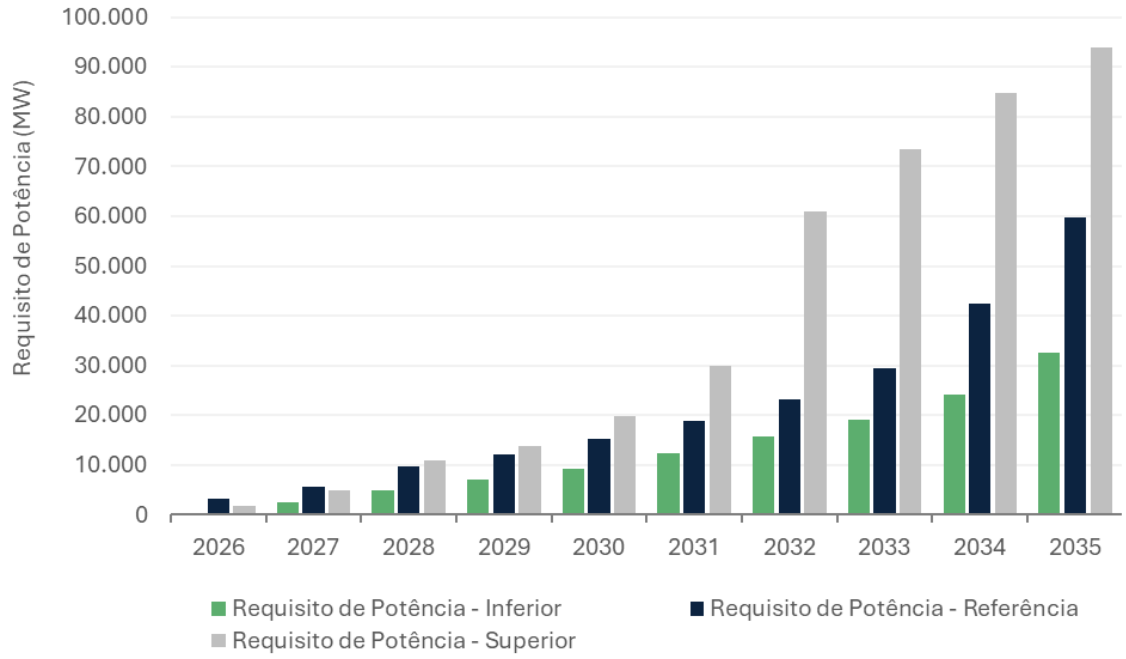
O cálculo dos requisitos do sistema engloba uma série de premissas, e uma incerteza inerente a esta etapa de planejamento é a projeção de demanda, que depende fortemente do desempenho previsto para os diferentes setores da economia nos próximos dez anos. Como visto no item 3.3.2, o requisito de potência no Caso Base inicia-se em 2026, 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 acréscimo de oferta do SIN.

O cenário Superior assume uma taxa de crescimento do PIB mais elevada em comparação à referência. Esse cenário reflete um otimismo econômico que impulsiona o consumo de eletricidade nos setores industrial, comercial e residencial, resultando em uma maior pressão sobre a demanda máxima instantânea. Já o cenário inferior considera um crescimento econômico mais modesto. Nesse cenário, a demanda por energia expande-se a taxas menores, resultando em requisitos de potência sensivelmente reduzidos. Maiores detalhes sobre estas projeções dos Cenários Inferior, Superior, e sua comparação como Cenário de Referência são informados no Capítulo 2.

Nos primeiros anos do horizonte (2026 a 2028), conforme observado na Figura 3-15, os requisitos de potência apresentam valores incipientes e baixa dispersão entre os cenários. Isso ocorre porque a oferta de energia para o curto prazo é majoritariamente composta por usinas já existentes e por projetos em construção ou já contratados em leilões anteriores.

Figura 3-15 – Requisito de potência para distintos cenários de projeção de demanda



Fonte: Elaboração EPE.

A partir de 2031, observa-se um descolamento significativo das curvas, característico do efeito composto das taxas de crescimento ao longo do tempo. O "cone de incerteza" se amplia drasticamente no último quinquênio:

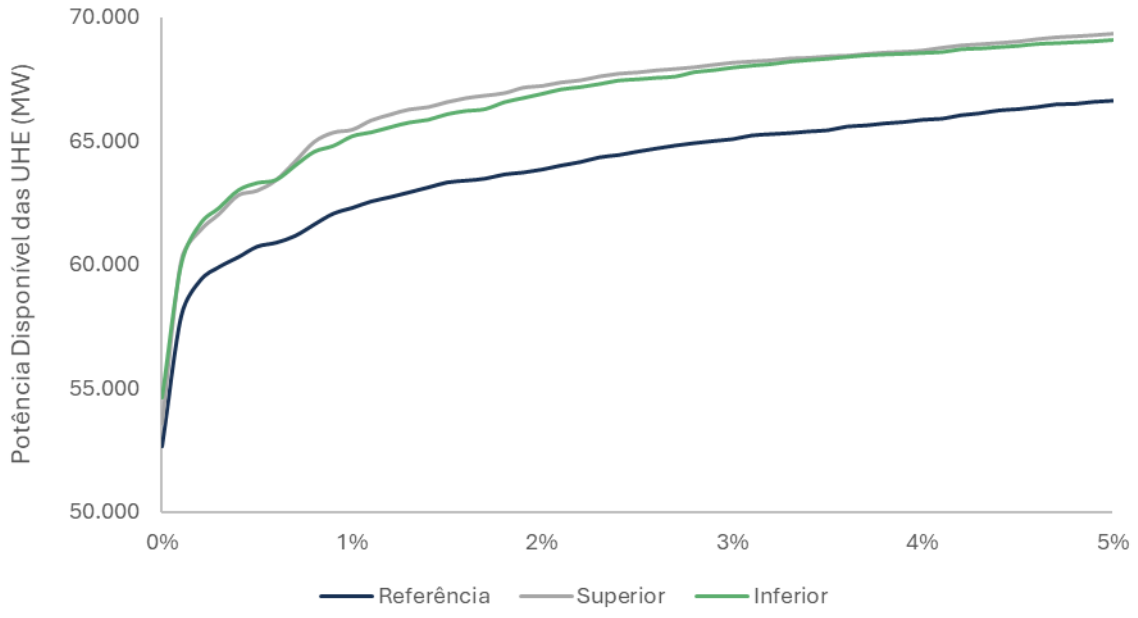
- No ano final do horizonte (2035), a discrepância entre os cenários é expressiva. Enquanto o Cenário Inferior demanda um adicional de cerca de 32.000 MW, o Cenário de Referência exige a contratação de aproximadamente 60.000 MW.
- O Cenário Superior, por sua vez, apresenta um comportamento exponencial, atingindo requisitos superiores a 90.000 MW em 2035.

É fundamental destacar a sensibilidade do sistema ao crescimento econômico robusto representado pelo Cenário Superior. A diferença de quase 35.000 MW entre o cenário de Referência e o Superior em 2035 evidencia o desafio do planejamento: o sistema deve ser planejado com robustez suficiente para atender à referência, mas com flexibilidade regulatória e de mercado para acomodar um possível crescimento acelerado da demanda, caso a economia performe acima do esperado.

Os dados evidenciam que a necessidade de nova capacidade (potência) não é linear. O salto observado entre 2032 e 2035 no Cenário de Referência e, especialmente, no Superior, sinaliza a necessidade de avaliar projetos estruturantes de geração e transmissão com antecedência adequada. No entanto, cabe destacar que a incerteza de projeção para o segundo quinquênio é relevante, especialmente pela concretização do crescimento econômico projetado e pela realização coincidente de grandes cargas como Datacenters e plantas de eletrólise. Nesse sentido, também avaliar opções tecnologias de rápida implementação para o atendimento de potência, como armazenamento e resposta da demanda, pode-se configurar também como um caminho estratégico de menor risco de arrependimento.

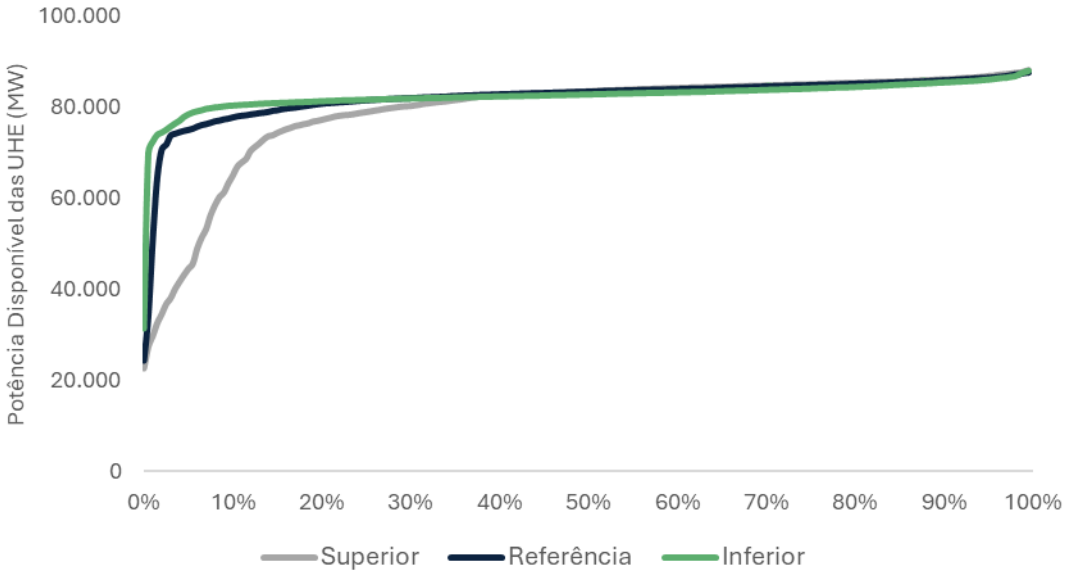
Em termos práticos, a nova projeção de carga afeta diretamente a operação dos reservatórios das UHE, com reflexo também na disponibilidade de potência. Na Figura 3-16, onde é apresentada a distribuição da potência disponível nas hidrelétricas do SIN em novembro de 2026, mês de maior requisito deste ano, o cenário superior possui maior disponibilidade hidráulica, possibilitando, deste modo, a diminuição do requisito de potência nesse ano. Entretanto, essa dinâmica se inverte no longo prazo. Como pode ser visto na Figura 3-17, a potência disponível nas usinas hidrelétricas do SIN em novembro de 2035 para os cenários de Referência, demanda Inferior e demanda Superior. Com o crescimento substancial da carga e a consequente degradação do balanço energético, a disponibilidade hidrelétrica no Cenário Superior em 2035 torna-se consideravelmente inferior aos demais cenários, agravando a necessidade de nova capacidade, como pode ser visto na Figura 3-18.

Figura 3-16 – Distribuição da potência disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em novembro de 2026 – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior



Fonte: Elaboração EPE.

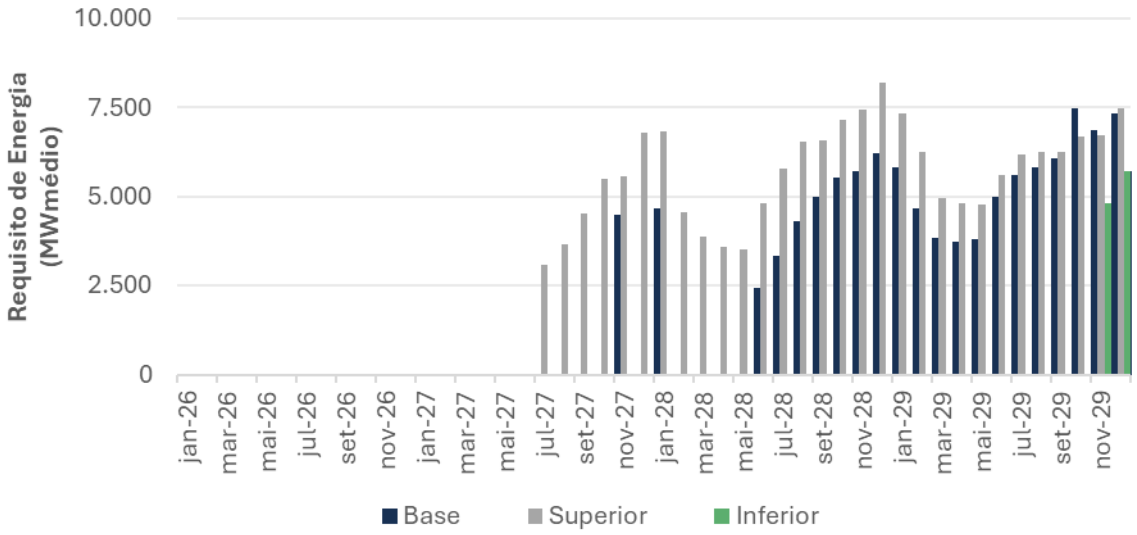
Figura 3-17 – Distribuição da potência disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em novembro de 2035 – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior



Fonte: Elaboração EPE.

Observa-se um fenômeno contraintuitivo nos primeiros anos, por exemplo em 2026: o Cenário Superior pode apresentar requisitos de potência menores que o de Referência. As simulações energéticas (Newave) indicam que, sob maior estresse de demanda (Cenário Superior), o sistema tende a preservar mais água ou despachar recursos de forma distinta para atender aos critérios de energia (CVaR 10% CMO), o que, paradoxalmente, pode resultar em uma elevação pontual da disponibilidade de potência hidráulica calculada para meses críticos como novembro. Como pode-se analisar a Figura 3-18 a seguir, os requisitos de energia calculados através da métrica CVaR10%(CMO) do cenário superior são de maior monta em comparação ao Caso Base, além de ocorrerem em todos os meses a partir de julho de 2027. Este maior uso de geração hidrelétrica ao longo dos meses proporcionou diminuição, nos primeiros anos de estudo, dos requisitos de potência.

Figura 3-18 – Requisitos de energia calculados através da métrica CVaR10%(CMO) ≤ 800[R$/MWh] – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior



Fonte: Elaboração EPE.

Portanto, o cenário de projeção de demanda constitui um parâmetro central, de elevada incerteza, para o dimensionamento dos requisitos de energia e potência ao longo do horizonte de planejamento. A própria conformação da curva de carga influencia significativamente o modo de operação do sistema, especialmente no uso dos reservatórios em condições de hidraulicidade reduzida, podendo alterar tanto os níveis de armazenamento quanto o despacho ótimo observado nas simulações.

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, premissas que se mantém válidas 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, necessárias para o atendimento dos requisitos de operação do sistema, são considerados também como candidatos à expansão o mecanismo de resposta da demanda e tecnologias de armazenamento, 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 3-2 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. Os custos considerados para cada tecnologia são detalhados no "Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão" deste PDE.

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. A MMGD tem crescido substancialmente a cada edição do PDE, com projeções de até 97,8 GW de capacidade instalada (cenário superior) no fim do horizonte.

Tabela 3-2 – Resumo do contexto das tecnologias candidatas

Renováveis

Hidrelétrica

(UHE, PCH e CGH)



- Potencial de UHEs candidatas totaliza cerca de 1.200 MW, com datas mínimas de entrada refletindo estágio de maturidade e avaliação socioambiental.[14]

Hidrelétrica candidata no horizonte decenal	Potência (MW)	Data mínima (conforme avaliação socioambiental)
Telêmaco Borba	118	2033
Bem Querer	650	2034
Tabajara	400	2034

- Os custos de cada usina hidrelétrica de grande porte são considerados de forma individualizada, enquanto os de PCH (e CGH) são representados por 3 faixas de valores.
- Expectativa de geração de PCH e CGH: considerado o histórico de geração em base mensal.
- A ampliação das usinas hidrelétricas foi considerada como opção capaz de auxiliar o atendimento da carga líquida máxima do sistema.
- O PDE 2035 conta com mais de 6.500 MW de potencial de ampliação cuja competitividade deve ser avaliada.

Eólica

(*onshore* e *offshore*)



- 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".
- Eólica *onshore*: Representas nas regiões Nordeste e Sul.
- Eólica *offshore*: Representas nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul.
- Custos da fonte eólica *onshore* são representados por 4 faixas distintas de valores, enquanto para a fonte offshore é apresentado um valor médio, baseado em referências internacionais.

[14] No capítulo "Análise Socioambiental" está descrito com maior detalhamento a classificação das usinas hidrelétricas.

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. ▪ Fotovoltaica flutuante em reservatórios de hidrelétricas. ▪ São considerados diferentes níveis de custos para fotovoltaica convencional e um nível para fotovoltaica flutuante, tendo como base os custos de uma usina convencional com um acréscimo devido aos equipamentos adicionais (flutuadores)
	Biomassa e RSU 	▪ Biomassa de bagaço de cana-de-açúcar: considerado o histórico de geração em base mensal. ▪ Resíduos Sólidos Urbanos: produção constante ao longo do ano. ▪ O PDE 2035 representa as diferentes opções de biomassa através de quatro opções, baseadas em parâmetros de custos relativos a usinas: (i) a bagaço de cana (considerando 3 níveis de custo); (ii) a cavaco de madeira; (iii) a biogás (biodigestão de resíduos agroindustriais) e; (iv) uma Unidade de Recuperação Energética (URE) a RSU (incineração). ▪ Potencial de combustíveis líquidos, inclusive para o suprimento de potência. ▪ Novo modelo de negócio: Biomassa com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS).
Termelétricas	**Nuclear** 	▪ Perspectiva da entrada de Angra 3 em 2033. ▪ Foi considerada a tecnologia nuclear como candidata para expansão da matriz elétrica. ▪ Estimativa de custos feita a partir de dados de publicações internacionais.
	Gás Natural 	▪ Modelos de negócio representados com diferentes níveis de inflexibilidade operativa: nula (100% flexível); 70% (sazonal); e 100% (flat). ▪ Novo modelo de negócio, com tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS): Gás Natural + CCS.
	Biocombustível 	▪ Nova alternativa candidata para expansão. ▪ Referência: usinas novas operando a biodiesel. ▪ Custo do combustível estimado a partir da referência da ANP de "Biodiesel B100".

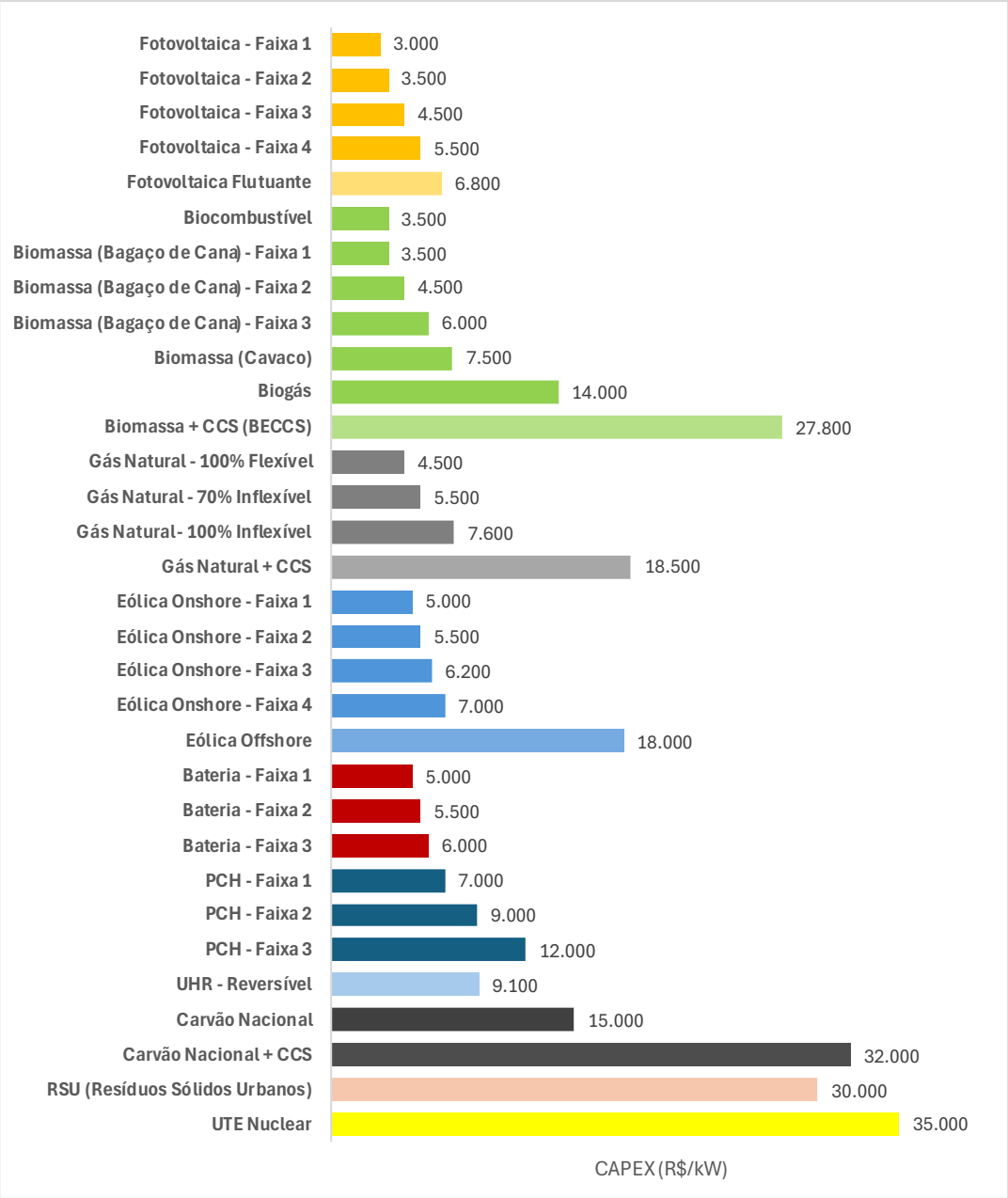
Termelétricas	**Carvão Mineral** 	▪ Custos de usina termelétrica a carvão baseados em referências internacionais, considerando despesas adicionais para o financiamento de plantas com esse combustível, devido a restrição impostas por grande parte dos agentes financiadores. ▪ Foi considerado como combustível a carvão mineral nacional. ▪ Novo modelo de negócio, com tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS): Carvão Nacional + CCS.
Armazenamento	**Baterias** 	▪ Referência: tecnologia de íon de lítio, com operação estimada de 4 horas. ▪ Custos representados em 3 faixas, incorporando a tendência de queda de preços ao longo do horizonte, com base em dados internacionais.
	Hidrelétrica Reversível 	▪ Planta típica de circuito fechado com capacidade instalada média de 1.000 MW e duração de 10h. ▪ 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 3.5 Cenário de Referência.

A Figura 3-19, a Figura 3-20 e a Figura 3-21 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 2035 [15].

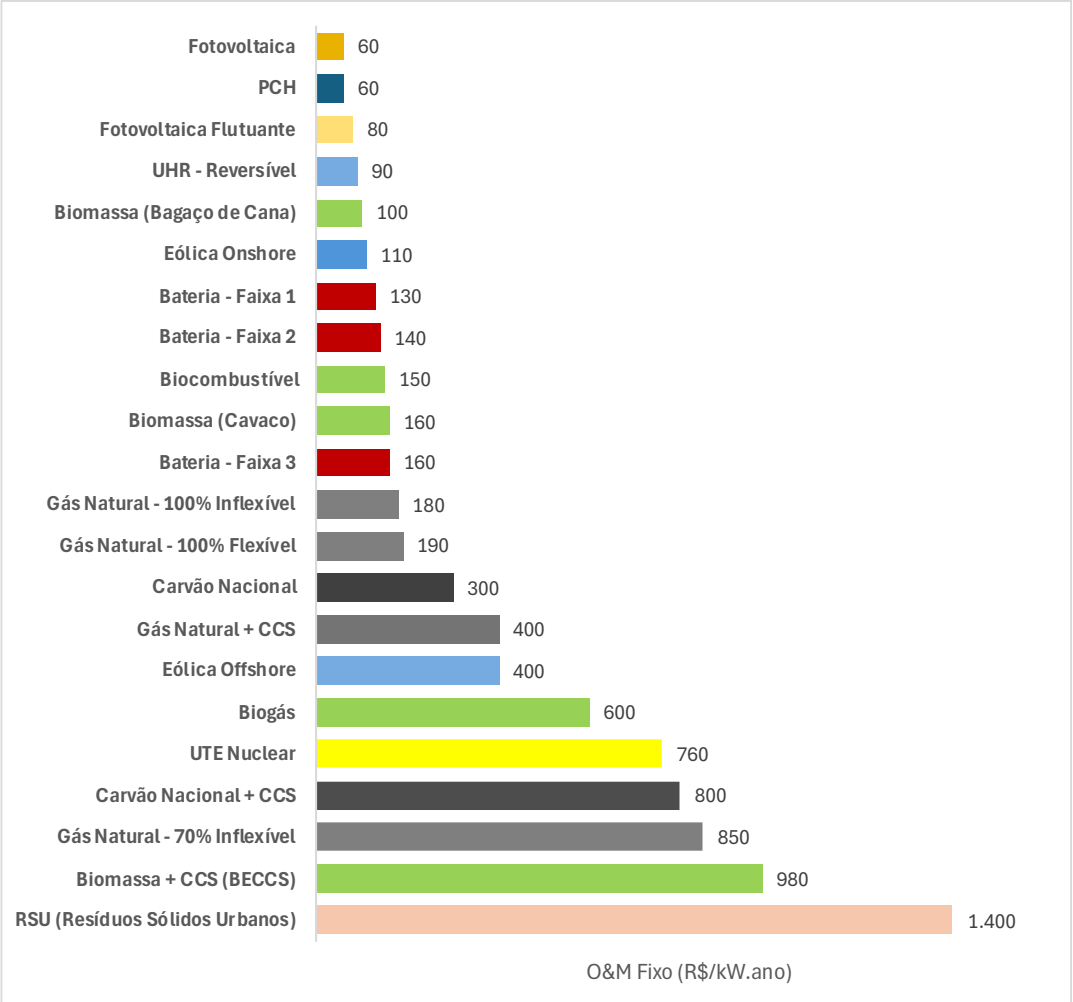
[15] Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/PDE%202035_Caderno%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos_rev10.11.25.pdf

Figura 3-19 – Valores de investimento (CAPEX), em R$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento



Fonte: Elaboração EPE.

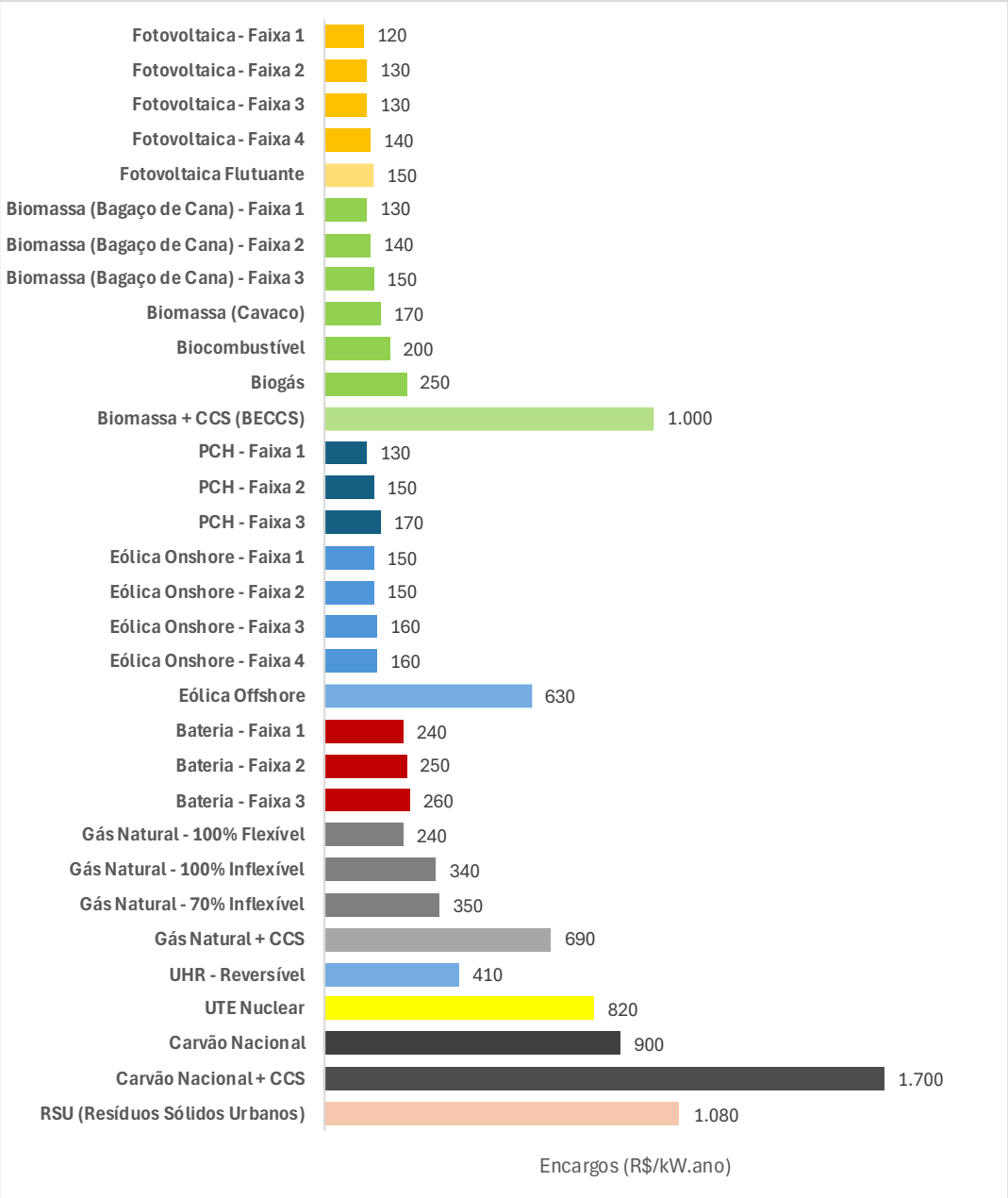
Figura 3-20 – Valores de custos fixos de operação e manutenção (O&M), em R$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento[16]



Fonte: Elaboração EPE.

[16] 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 3-21 – 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 2035", as estimativas de custos são baseadas em informações de amostras nacionais e de referências internacionais, principalmente para fontes ainda não implementadas no país.

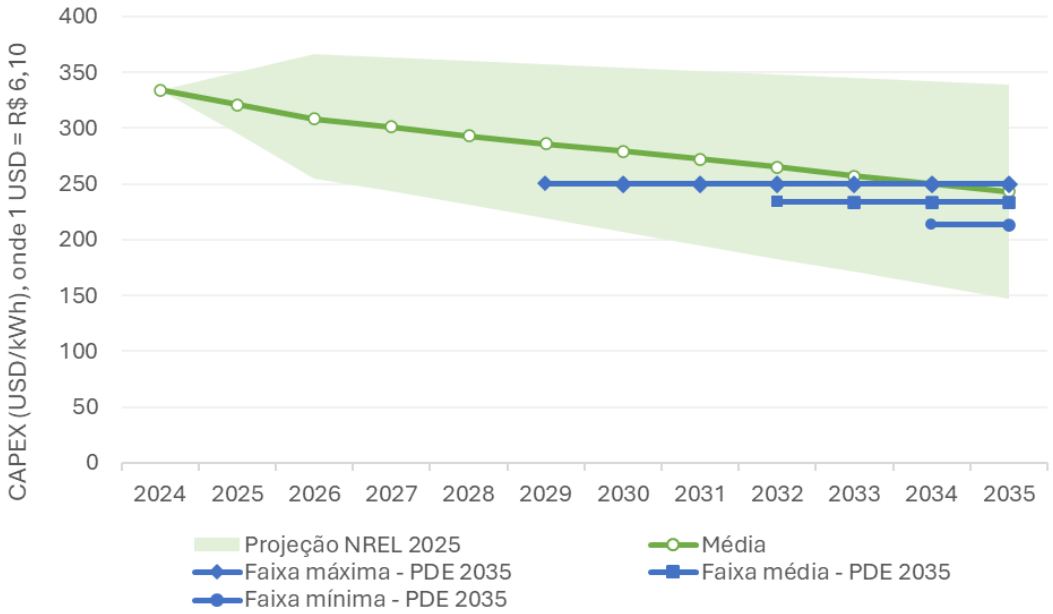
Pela análise da Figura 3-19, da Figura 3-20 e da Figura 3-21, é possível verificar que grande parte das fontes renováveis apresenta custos menores se comparados com fontes termelétricas a combustíveis fósseis, em linha com o que é observado nos mercados diante dos esforços e incentivos a transição energética para tecnologias de baixo carbono.

Os custos da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) tornam as usinas termelétricas com adoção dessa tecnologia pouco competitivas no horizonte decenal, porém

existe um grande potencial de redução desses custos nos próximos anos, por avanços tecnológicos.

Já no caso de sistemas de armazenamento em baterias, observa-se que a tecnologia é candidata, a partir de 2028, e vem acompanhada por uma tendência de redução nos valores de CAPEX e OPEX dessa tecnologia ao longo do horizonte. Conforme ilustrado na Figura 3-22, as faixas de CAPEX estimadas para essa fonte, a partir de referências internacionais e das tendências do mercado nacional, se encontram dentro das projeções para os próximos anos realizadas pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável, do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory* - NREL).

Figura 3-22 – Faixas de valores de CAPEX para armazenamento em baterias (projeções feitas pelo NREL e estimativas para o PDE 2035)



Nesse contexto, o crescimento dos mercados internacionais de sistemas de armazenamento em baterias tende a fortalecer cadeias de suprimentos e impulsionar avanços tecnológicos, com impactos diretos na redução de custos e na viabilização econômica desses sistemas no mercado brasileiro.

A inclusão dos custos no MDI, para a análise dos recursos disponíveis e definição da expansão ótima para o sistema, também inclui outros dados relevantes como vida útil econômica dos recursos, tempo médio de desembolso dos investimentos, entre outros. Dessa forma, ao agregar todos esses parâmetros econômicos com os parâmetros energéticos, o modelo é capaz de indicar a composição de oferta que, somada ao parque existente e contratado, é capaz de atender ao crescimento de carga ao menor custo total.

Além das fontes descritas nas Figura 3-19 a Figura 3-21, 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 Tabelas 3-3 e 3-4.

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

Faixa	CAPEX Referência (R$/kW)	O&M (R$/kW.ano)
1	2.000	30
2	3.500	30
3	5.000	30

Tabela 3-4 – Estimativas de custos referentes a resposta da demanda para os setores industriais com e sem geração própria

Setor	Custo fixo (R$/kW.ano)	Custo variável (R$/MWh)
Sem Geração Própria	209,82	716,80
Com Geração Própria	182,15	716,80

As estimativas de custo de Modernização e Repotenciação de UHEs foram atualizadas com base nos dados nacionais mais recentes, além de informações de instituições internacionais, dados públicos e projetos de viabilidade, sendo mantidos os 3 patamares de custos para as usinas hidrelétricas relacionadas ao invés de custos individualizados.

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 gás natural e carvão.

3.5 Cenário de referência

3.5.1 Política energética e principais premissas para o cenário de referência

Nesta seção será descrito o conjunto de premissas e políticas energéticas incluídas na simulação da expansão no modelo MDI para o Cenário de Referência do PDE 2035. O referido cenário visa atender a diretriz anual do MME de considerar as políticas vigentes até a data de publicação das diretrizes.

Portanto, em relação à legislação vigente adotada no momento de elaboração do estudo, o cenário de referência do PDE 2035 considera a Lei nº 14.182 [17], de 12 de julho de 2021, e a Lei 14.299, de 5 de janeiro de 2022.

[17] O presente estudo tem janeiro de 2025 como data-base das suas premissas. Nesta ocasião os artigos citados da Lei 14.182/2021 estavam vigentes. Durante o ano de 2025 entrou em vigor a Medida Provisória (MP)1.304/2025, e a partir desta é sancionada a Lei 15.269/2025.

O disposto na Lei 14.182/2021 foi considerado da seguinte forma:

I. Representação do 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 MW. Para tal, o PDE 2035 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. Representação do 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).

   - A fim de assegurar o ingresso desse potencial, o Cenário de Referência segue expansão anual mínima de 400 MW e máxima de 800 MW, pelo horizonte de planejamento.

III. Representação do 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.

Para a expansão nuclear, após consulta ao MME e considerando o estágio atual de revisão dos estudos de apoio à deliberação CNPE de continuidade de Angra 3, o PDE 2035 adotou o início da operação comercial da usina em 2033.

3.5.2 Expansão da oferta de eletricidade para o cenário de referência

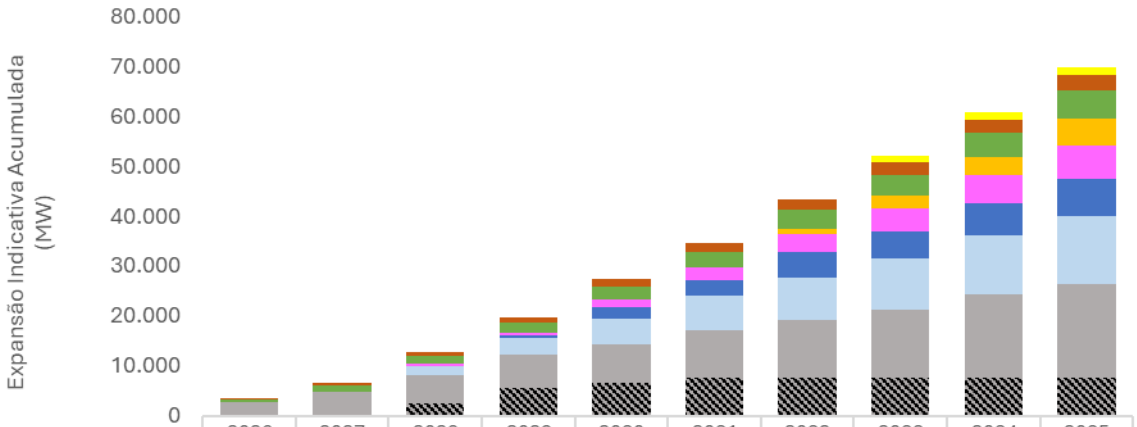
Partindo-se do Caso Base, ou Caso para Cálculo de Requisitos do Sistema, apresentado na seção 3.3.1 e seguindo a metodologia apresentada na seção 3.2, inicia-se o processo de simulação da expansão da oferta de eletricidade para o Cenário de Referência, em conformidade com diretrizes descritas no item 3.5.1, considerando os recursos disponíveis descritos na seção 3.4. O Cenário de Referência configura-se como balizador através da expansão indicativa, buscando o menor custo total, que atenda aos critérios de suprimento, considerando todo um conjunto de premissas e políticas energéticas estabelecidas.

A Figura 3-23 apresenta a expansão indicativa acumulada de 2026 a 2035. As fontes renováveis alcançam uma expansão de 32 GW ao final do horizonte, sendo 13,6 GW da fonte eólica, 7,5 GW da fonte hidráulica (UHE 0,8 GW, PCH 3,9 GW, Modernização de UHEs 2,8 GW), 5,6 GW de solar fotovoltaica centralizada e 5,4 GW de usinas térmicas de fonte renovável (Biomassa, Cavaco, Biogás e RSU).

No mesmo período, as fontes não renováveis somam um montante de 27,7 GW, sendo 18,7 GW de UTE flexíveis, 7,6 GW de UTE inflexíveis e 1,4 GW associado ao projeto de Angra 3 que tem como premissa a entrada em operação no ano de 2033. O armazenamento é um destaque importante da expansão indicativa do SIN no PDE 2035, de modo que em 2028 verifica-se a expansão de pouco mais de 600 MW e chegando a 6,6 GW em 2035. A Resposta da Demanda por

incentivos ou despachável continua sendo um importante instrumento para atendimento dos requisitos de capacidade, alcançando um potencial de 3,3 GW ao final do horizonte.

Figura 3-23 – Expansão indicativa acumulada no horizonte de 2026 a 2035



	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	1.405	1.405	1.405
RD	300	600	900	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400	2.800	3.200
UTE Bio	520	1.220	1.356	1.941	2.526	3.111	3.696	4.281	4.866	5.451
Solar	0	0	0	0	0	0	1.200	2.400	3.607	5.607
Armazenamento	0	0	631	631	1.631	2.631	3.631	4.631	5.631	6.631
Hidro	0	0	0	400	2.400	2.995	4.989	5.583	6.295	7.539
Eólica	0	0	1.700	3.400	5.100	6.800	8.500	10.200	11.900	13.600
UTE Flex	2.668	4.781	5.644	6.654	7.654	9.646	11.646	13.646	16.695	18.695
UTE Inflex	0	0	2.596	5.596	6.596	7.596	7.596	7.596	7.596	7.596

Fonte: Elaboração EPE.

Nos anos iniciais do horizonte decenal, a expansão da energia solar concentra-se na modalidade de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), com projeções de alcançar expressivos 78 GW até 2035.

Em contraste, a expansão otimizada para a geração solar centralizada reflete um momento de excedentes de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), resultado da significativa adição de fontes renováveis variáveis. Nesse contexto de *curtailment* energético (sobra de energia em relação à carga a ser atendida), a expansão adicional da geração solar fotovoltaica centralizada torna-se economicamente e operacionalmente desvantajosa para o SIN.

Essa desvantagem decorre do fato de que a produção solar se concentra no período diurno, período que já não coincide com os picos de demanda líquida do sistema, geralmente registrados no início da noite. Esse descompasso intensifica os excedentes diurnos, resultando em cortes de geração (*curtailment*) e pressionando os preços no mercado de curto prazo para valores mais baixos. Como a simulação do Cenário de Referência considerou contribuição nula da tecnologia solar centralizada em momentos de demanda líquida elevada (período noturno), novas adições de projetos solares podem não gerar tantos benefícios ao equilíbrio entre oferta e demanda e à confiabilidade do sistema elétrico brasileiro como em ciclos anteriores do PDE. Entretanto, a avaliação da inclusão de sistemas de armazenamento nos parques solares surge como um vetor de aumento da competitividade da tecnologia, especialmente por ampliar sua contribuição nos períodos de maior necessidade sistêmica e, em tese, de preços potencialmente mais elevados.

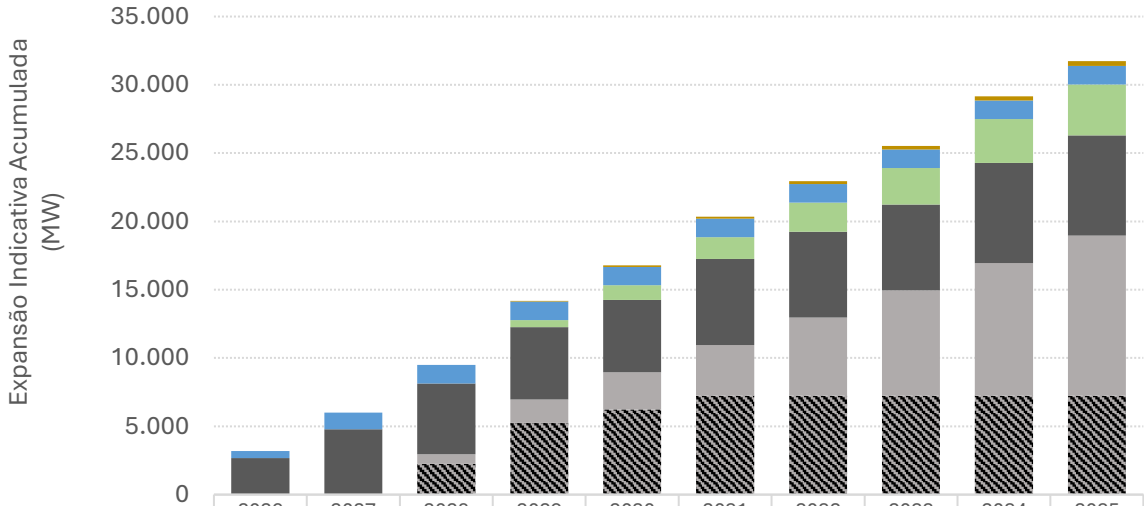
A expansão hidrelétrica no horizonte decenal, em especial no primeiro quinquênio, inclui o acréscimo de 2,8 GW ao sistema através da modernização e repotenciação de usinas existentes. A modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas aumenta a confiabilidade e a flexibilidade operativa do sistema, contribuindo para o atendimento da demanda nos horários críticos e para a complementaridade com fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica. Dessa forma, a repotenciação hidrelétrica reforça a segurança energética, otimiza o aproveitamento dos recursos hídricos e agrega valor estratégico ao parque gerador nacional. O horizonte decenal conta também com a inclusão ao sistema de dois novos empreendimentos hidrelétricos: as usinas Telêmaco Borba (118 MW) em 2034 na região sudeste e Bem Querer (650 MW) em 2035 na região norte. Essa expansão representa um indicativo de que a retomada de novos projetos hidrelétricos pode ser benéfica, ao agregar energia renovável e serviços para aumento da resiliência e segurança operativa do SIN.

As usinas térmicas continuam exercendo um importante papel no fornecimento de capacidade para o SIN. No PDE 2035, em função de uma maior projeção de carga em comparação ao PDE 2034, demanda-se, já em 2026, uma expansão da oferta para atendimento dos requisitos de potência, conforme observado na seção 3.3.2. Nesse contexto, o modelo MDI, responsável por simular a expansão, selecionou um conjunto de usinas térmicas candidatas a *retrofit* e 100% flexíveis, utilizando gás natural e biocombustíveis como combustíveis – nesse último caso, considerando a conversão de usinas a diesel e óleo combustível para uso de biocombustíveis. No entanto, assim como destacado na seção 3.3.2, o adiantamento da entrada em operação das usinas contratadas no LRCAP de 2021 realizado por decisão CMSE ainda em 2025 já poderia atender essa indicação.

A Figura 3-24 apresenta um detalhamento da expansão indicativa acumulada das usinas térmicas. Observa-se que as usinas térmicas flexíveis a gás natural têm a maior indicação de expansão no horizonte decenal, alcançando 11,7 GW em 2035. A modernização de usinas térmicas (*retrofit*) chegou a um montante de 8,7 GW, sendo 7,3 GW de usinas movidas a gás natural e carvão e 1,3 GW movidas à biocombustíveis. A expansão indicativa de térmicas inflexíveis, garantida pela redação anterior da Lei 14.182/2021, alcança os 7,2 GW em 2031 e permanece constante até o final do horizonte analisado. As térmicas à biomassa chegam a 3,7 GW em 2035 e as térmicas movidas pela queima de resíduos sólidos urbanos[18] contribuem com 0,35 GW de capacidade instalada ao final do decênio.

[18] A entrada de termelétricas que utilizam RSU via expansão obrigatória dialoga com o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares), em sua Meta 9, na qual há o objetivo de aumentar a recuperação e aproveitamento energético por meio de tratamento térmico de RSU.

Figura 3-24 – Expansão indicativa acumulada das usinas térmicas



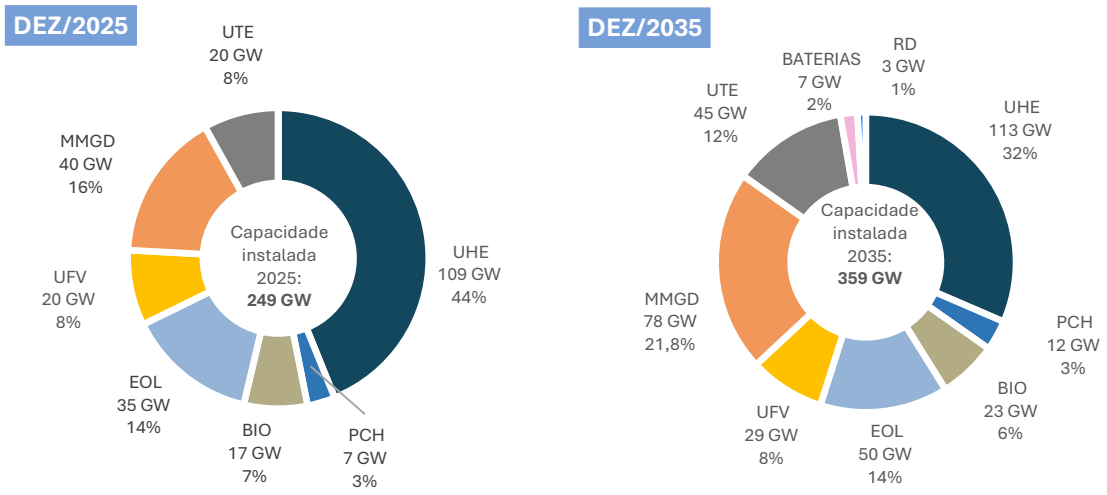
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RSU	0	0	0	50	100	150	200	250	300	350
Retrofit Biocombustível	520	1.220	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356
Biomassa	0	0	0	535	1.070	1.605	2.140	2.675	3.210	3.745
Retrofit Térmica	2.668	4.781	5.183	5.293	5.293	6.285	6.285	6.285	7.334	7.334
Gás Natural Flexível	0	0	711	1.711	2.711	3.711	5.711	7.711	9.711	11.711
Gás Natural Inflexível	0	0	2.246	5.246	6.246	7.246	7.246	7.246	7.246	7.246

Nota: Retrofit Térmica inclui usinas a gás natural flexíveis, carvão mineral e conversão de usinas a óleo combustível e diesel para biocombustível

Fonte: Elaboração EPE.

Com relação à participação das fontes no horizonte decenal, como apresentado na Figura 3-25, em termos de capacidade instalada, nota-se a redução da participação da fonte hidráulica reduzindo de 47% em 2025 para 35% em 2035, a manutenção da participação das fontes solar centralizada e eólica, assim como um crescimento de 6% da participação da MMGD, chegando a 22% ao final do horizonte. Além disso, aumento da participação de usinas térmicas, partindo de 12% em 2025 e chegando a 14% em 2035 e o surgimento mais relevante do armazenamento, representando em 2035, 2% da capacidade instalada do SIN. O potencial de Resposta da Demanda alcança 1% em 2035. E, em termos totais, o Brasil amplia sua capacidade instalada de 249 GW em 2025 para 359 GW em 2035, uma expansão de 110 GW no período de dez anos.

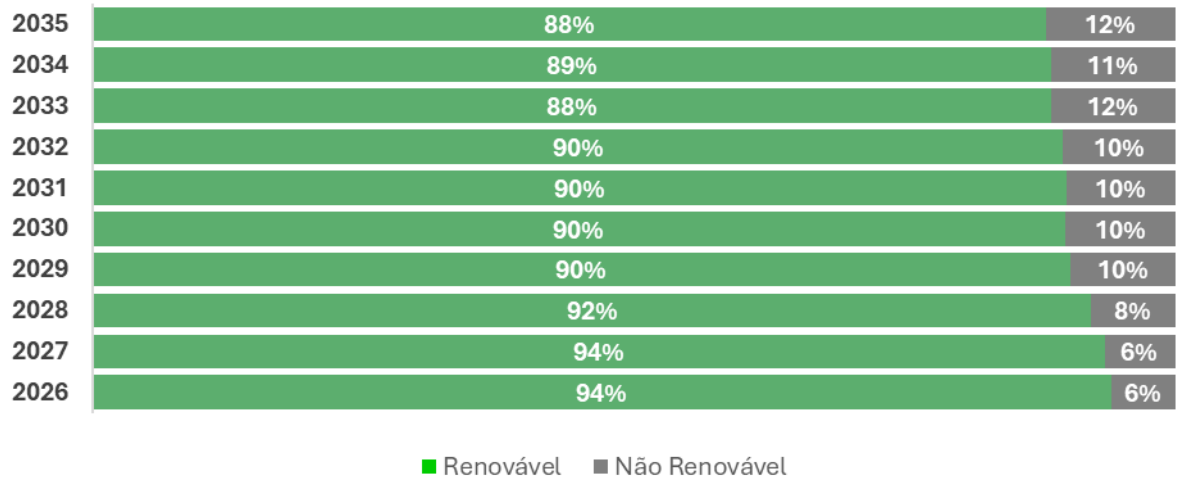
Figura 3-25 – Participação das fontes na matriz elétrica nacional em 2025 e 2035



Fonte: Elaboração EPE.

A expansão da oferta de energia nacional permanece predominantemente baseada em fontes renováveis. Contudo, observa-se também a ampliação da participação das usinas termelétricas – sejam elas inflexíveis, em atendimento à legislação, ou flexíveis, para garantir os requisitos de capacidade. A Figura 3-26 ilustra essa expansão, evidenciando a contribuição das termelétricas para complementar a capacidade, expressa como percentual da potência total instalada do SIN.

Figura 3-26 – Renovabilidade média da geração centralizada para o cenário de referência do PDE 2035

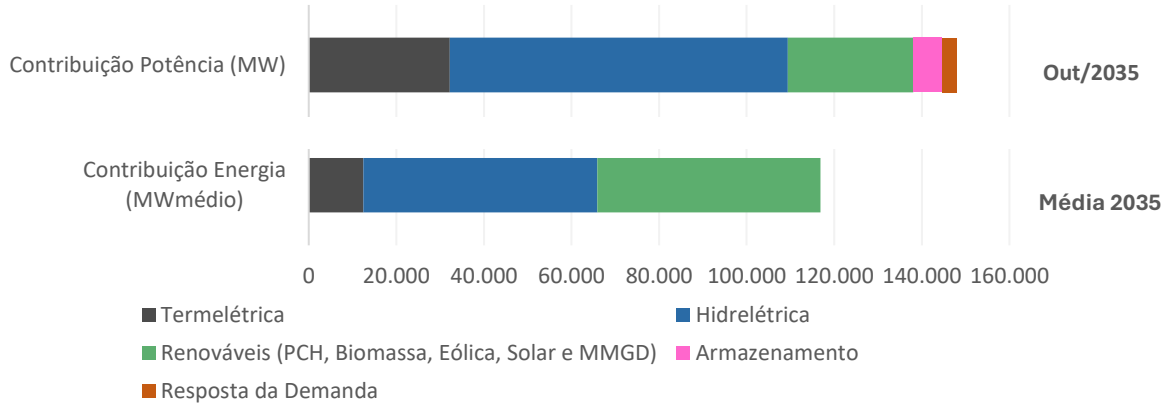


Fonte: Elaboração EPE.

Considerando a expansão do Cenário de Referência em 2035, cada tecnologia tem suas respectivas contribuições para o atendimento dos requisitos sistêmicos, de energia e potência. A Figura 3-27 apresenta as contribuições de energia média para o ano de 2035. Também são mostradas as contribuições de potência para outubro desse ano, mês que se destaca pelo elevado requisito de capacidade. As diferentes contribuições de cada tecnologia deixam evidente as suas características operativas, de modo a garantir, ao menor custo total, o

atendimento das necessidades de energia e potência do SIN. Destaca-se neste PDE a contribuição relevante da hidroeletricidade para atendimento tanto da demanda de energia quanto de capacidade, e da tecnologia de armazenamento, no caso, as baterias, podendo participar do gerenciamento dos excedentes de produção renovável e, assim, contribuir com o atendimento das necessidades de potência nos momentos de elevada demanda líquida e disponibilidade de recursos renováveis variáveis desfavorável.

Figura 3-27 – Contribuição das fontes no atendimento de energia e potência



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação aos custos marginais de expansão (CME), que são decorrentes do processo de otimização resolvido pelos modelos matemáticos, a Tabela 3-5 apresenta os valores médios de CME de energia e duplo, considerando a expansão de referência para o último quinquênio do horizonte decenal.

Tabela 3-5 – Custo marginal de expansão médio no último quinquênio

CME - Expansão de Referência	Valor médio de 2031 a 2035 (R$/MWh)
Custo Marginal de Expansão (CMEenergia), restrição de energia	155
Custo Marginal de Expansão (CMEduplo), restrição de energia e capacidade	220

Fonte: Elaboração EPE.

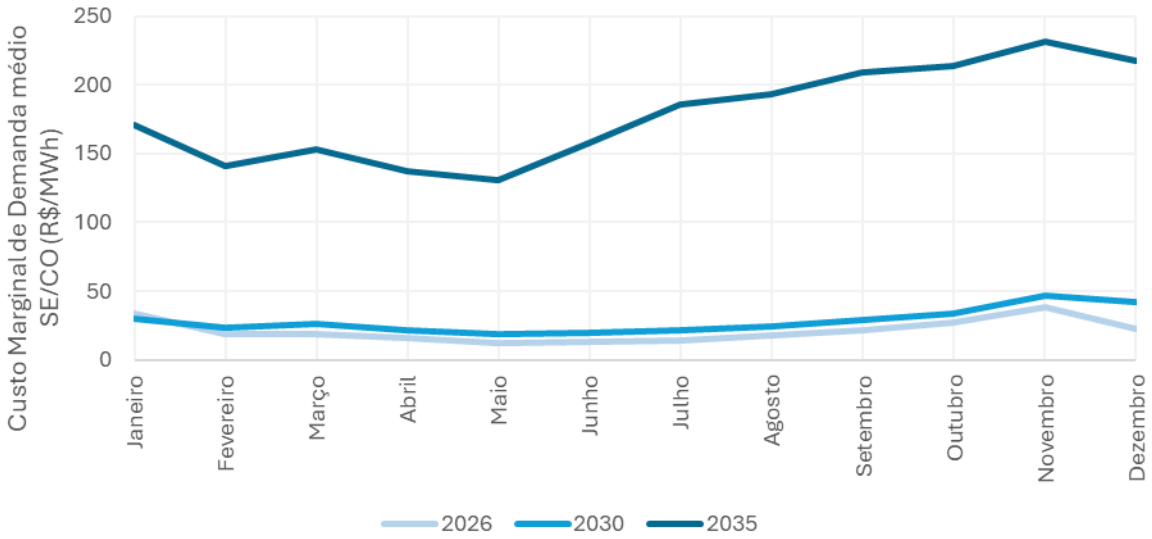
O CME anual representa a média dos valores observados ao longo dos meses. Dentro de um mesmo ano, pode haver ampla variação desse indicador, influenciada pela sazonalidade de geração das fontes renováveis. Essas fontes tendem a reduzir o custo marginal de operação, porém podem elevar o custo de expansão devido à necessidade de tecnologias para atendimento do requisito de potência nos períodos de reduzida geração.

Os investimentos realizados no horizonte decenal são apresentados no Anexo I-5 deste relatório.

3.5.3 Aspectos operativos do cenário de referência

Com relação aos custos operativos projetados, a resposta do SIN segue o padrão da disponibilidade de oferta do sistema. Ocorrem custos marginais médios de operação (CMO) mais baixos no período de maiores valores esperados de afluências hidrológicas, que se refletem em abundância de oferta, e valores de CMO elevados no período seco, tempo de escassez hidráulica reduzindo a oferta, Figura 3-28. A elevação do CMO médio mensal ao longo dos anos, aqui retratada através do subsistema Sudeste/Centro-Oeste que apresenta a maior demanda quando comparada às demais regiões simuladas do SIN, pode parecer significativa, mas se deve a uma redução na sobreoferta de energia do SIN, presente nos anos iniciais do plano. Os valores de CMO derivam, dentro outros fatores, da composição da matriz que compõe o SIN. Consideradas as deduções que formam a carga líquida, que são é a demanda bruta subtraída da contribuição das fontes renováveis não controláveis, a exigência de atendimento da demanda requer a participação específica das tecnologias despacháveis: hidrelétricas e termelétricas, além dos sistemas de armazenamento que também fazem parte da expansão indicativa do Caso de Referência.

Figura 3-28 – Custo marginal de operação médio – Sudeste/Centro-Oeste



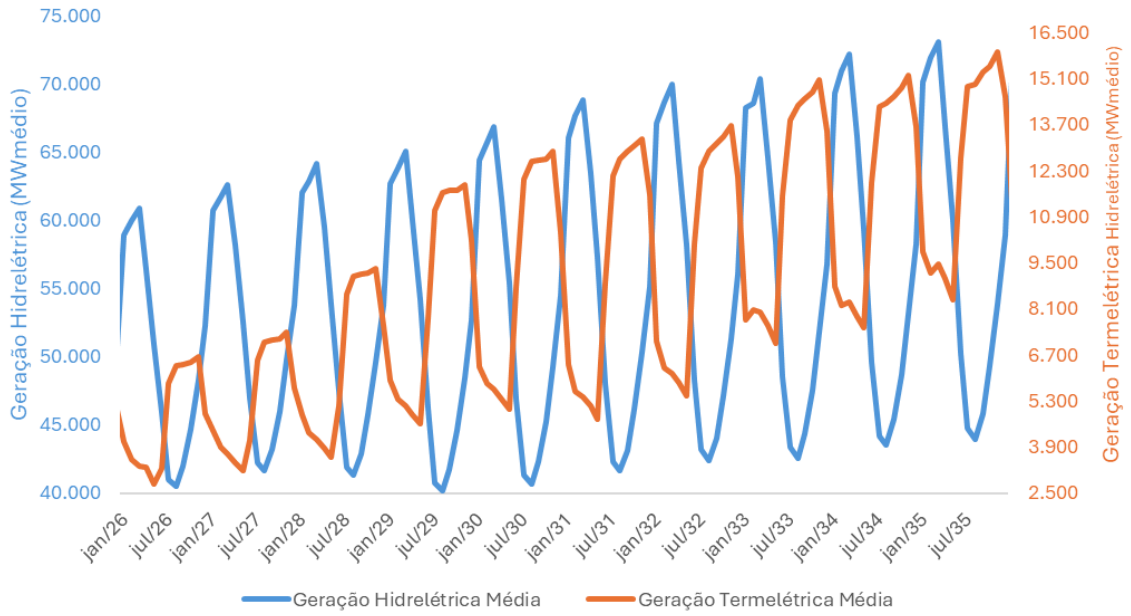
Fonte: Elaboração EPE.

Pelo comportamento natural da oferta de energia primária, o segundo semestre dos anos mostra como característica a disponibilidade dos recursos, principalmente eólico, em contraposição aos meses do início do ano nos quais estimam-se maiores disponibilidades dos recursos hídricos. Com a carga crescente e o crescimento modesto da contribuição energética hidrelétrica, em termos relativos a demanda sistêmica a ser atendida pelo SIN, então, recai às usinas termelétricas o provimento não apenas de potência como de parte da energia, quando ocorrerem momentos de escassez dos recursos renováveis. A participação dessa tecnologia em condições flexíveis é, portanto, essencial ao SIN, pois funciona não apenas como complementação de capacidade, mas como seguro energético.

A geração hidrelétrica total média, considerando a expansão do Caso de Referência, mantém tendência de crescimento, conforme apontado pelos estudos e corroborado pelo histórico recente obtido a partir dos dados realizados da operação. De forma complementar no tempo, a geração média das térmicas assume maior intensidade de geração nos meses de menor

disponibilidade hídrica, Figura 3-29. Embora existam ganhos de geração hidrelétrica média (média de 2.000 cenários hidrológicos) ao longo do horizonte do PDE, fruto do melhor aproveitamento da energia afluente bruta - Figura 3-30, o crescimento da demanda e do parque termelétrico acabam por contribuir na operação do SIN suprindo a geração necessária para atendimento da demanda de energia e potência nos períodos de menor disponibilidade de recursos renováveis.

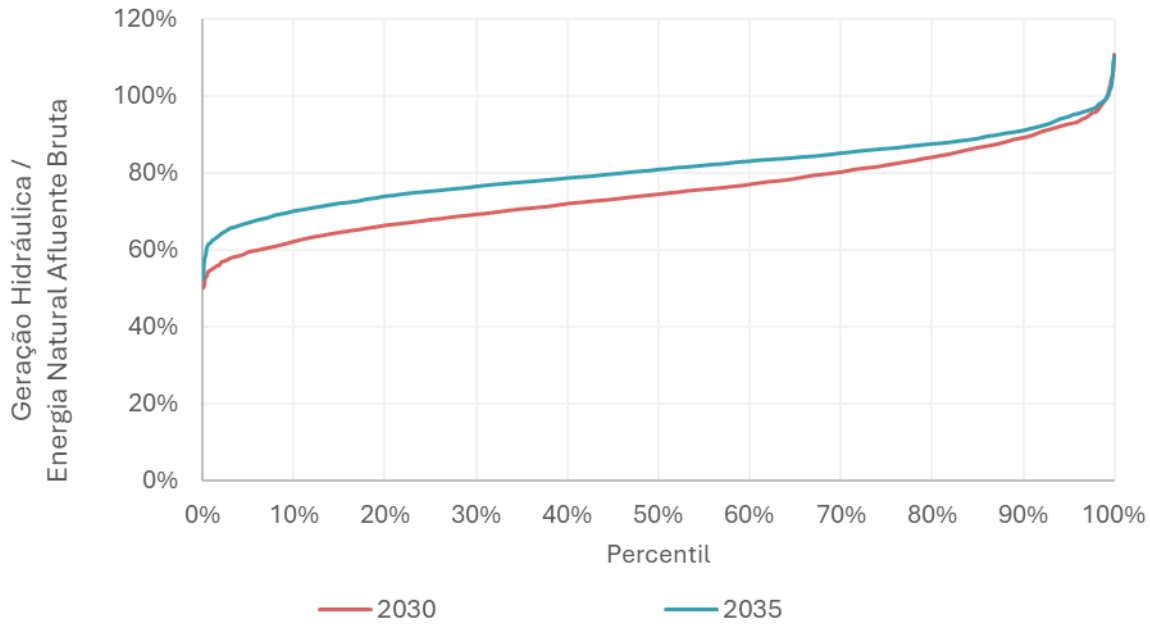
Figura 3-29 – Geração hidrelétrica e termelétrica média do SIN



Fonte: Elaboração EPE.

Essa tendência, indica o aproveitamento do recurso hídrico com base na expansão otimizada, minimizando custos de operação e investimento, da expansão do Caso de Referência e no respectivo atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência do SIN. A Figura 3-30 ilustra a distribuição da razão Geração hidrelétrica/Energia Afluente Bruta, que corresponde, aproximadamente, a uma medida de eficiência da conversão em energia da disponibilidade hidráulica. Dada a existência das unidades termelétricas integrantes da expansão do Caso de Referência e, também, da geração renovável, esse conjunto pode ser entendido como complementar, de modo que a geração hidrelétrica pode ser intensificada, impactando os níveis de armazenamento, como consequência da participação massiva de fontes renováveis, eólica principalmente no segundo semestre do ano, que contribuem para compensar o perfil sazonal da geração hídrica. No item 3.6 está a análise operativa da flexibilidade do sistema no horizonte decenal, que ressalta a importância das hidrelétricas também para provimento de flexibilidade ao SIN.

Figura 3-30 – Taxa de conversão da energia afluente bruta em geração hidráulica



Fonte: Elaboração EPE.

Neste contexto de evolução da composição da matriz elétrica e de perfil de geração das tecnologias do SIN, observa-se a redução da participação relativa da capacidade instalada UHE. Ao mesmo tempo, como indicado nas análises anteriores, as usinas hidrelétricas desempenham papel fundamental para o sistema elétrico, representando uma fonte utilizada para a adequação do suprimento de energia e potência, confiabilidade e flexibilidade no balanço oferta e demanda desse sistema. Ademais, representam elemento chave para o gerenciamento de recursos hídricos, no saneamento e outros usos d'água.

No que se refere à tecnologia, recentes inovações e desenvolvimentos têm potencial para ampliar significativamente a flexibilidade da geração hidrelétrica. Entre os principais avanços, destacam-se:

• Turbinas com maior faixa operacional, capazes de operar em uma ampla gama de quedas e vazões, o que permite maior reserva de potência com a unidade sincronizada, maior resiliência frente a condições operativas adversas.

• Hibridização de hidrelétricas com sistemas de baterias, aproveitando estruturas e equipamentos existentes da usina para aumentar a flexibilidade operacional, ao mesmo tempo em que contribui para o aumento da vida útil e da disponibilidade das turbinas.

• Geradores de rotação variável, que possibilitam a operação em uma faixa mais ampla de quedas e com maior eficiência, resultando em melhor aproveitamento do recurso hidráulico. Além disso, podem fornecer inércia virtual e tempos de resposta mais curtos, contribuindo para maiores taxas de rampa e melhor desempenho dinâmico da usina.

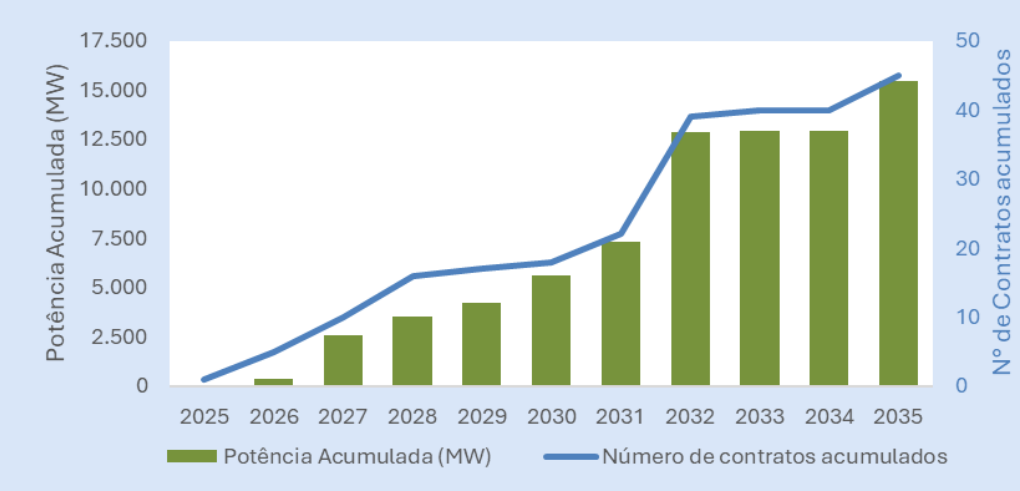
Por isso, para acompanhar essas atualizações na realidade operativa do SIN é importante destacar o vetor de modernização do parque hidrelétrico, refletido tanto nas possibilidades de participação de projetos de ampliação de UHE no LRCAP previsto para 2026, como nas ações voltadas à promoção de segurança hídrica e energética através do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR) de Regularização do país.

Box 3.1 O futuro das hidrelétricas

As usinas hidrelétricas desempenham papel fundamental no Sistema Interligado Nacional (SIN), representando uma fonte de energia e um recurso essencial de potência, segurança, confiabilidade e flexibilidade para atender às variações de carga e de geração intermitente. O contexto atual de mudança operativa será o vetor de modernização do parque hidráulico. São novas oportunidades, novos investimentos e novas funções em que a fonte será capaz de atuar. É uma oportunidade de aprimorar do papel das hidrelétricas no SIN mediante a modernização e ampliação das plantas e na janela trazida pela ocasião do novo período de concessão a ser efetuado.

A respeito do quantitativo de usinas vincendas no horizonte decenal tem-se 16 GW de capacidade instalada em 45 outorgas, mostradas na Figura 3-31. Essa condição impacta diretamente seus investimentos, dada a incerteza quanto aos recebíveis relativos a intervenções mais relevantes.

Figura 3-31 – Concessões vincendas no horizonte decenal. Dados SIGA ANEEL, dez/2025



Nota: A lista de usinas com concessões vincendas no horizonte decenal encontra-se no Anexo I -6.
Fonte: Elaboração EPE.

É sabido que os ativos hidrelétricos apresentam elevada flexibilidade operativa, tanto que são parte representativa das usinas associadas ao cálculo da Folga de Potência Monitorada (FPM) (ONS,2025), indicador do ONS que reflete a oferta de potência capaz de responder de forma aderente às necessidades de variação na produção em tempo real. Das usinas que podem fazer parte da FPM, aproximadamente 20% da capacidade instalada terá seus contratos de concessão vencidos no horizonte decenal.

Um ponto de atenção diz respeito à idade dessas usinas, pois cerca de 65% delas ultrapassará 40 anos de operação ao final de sua concessão. A engenharia moderna é capaz de prover melhorias de desempenho e, considerando novo período de concessão, apresenta-se uma oportunidade de adequar a usina às novas condições sistêmicas do SIN. A modernização de grupo turbogerador, por exemplo, já apresentou ganhos de eficiência maiores que 3% em experiências recentes (EPE, 2017, 2022). Exemplos recentes possibilitam observar que há aprimoramentos possíveis capazes de destravar e direcionar os projetos no sentido de otimizar e ampliar o papel das UHE em um sistema cuja configuração atual e perspectiva futura demandam atributos de flexibilidade e capacidade, além da energia. Daí destaca-se a

necessidade de sinalização econômica e de metodologias para capturar e valorar ganhos que estão além da Garantia Física, reconhecendo a remuneração apropriada ao serviço prestado de estabilização do SIN.

Destaca-se o desafio trazido pela dessincronia entre a vigência da concessão e os momentos oportunos de investimento, pois é também um problema enfrentado por países como França, Portugal e Estados Unidos. Neste processo de renovação é norma encontrar obrigações e incentivos a ganhos de eficiência e investimentos físicos que promovam melhorias. Medidas do tipo, a título de exemplo, são encontradas na Áustria, Itália, Noruega, Suécia, Suíça e Canadá (GLANCHANT, 2015).

Considerando que as particularidades de cada usina e o enquadramento em diferentes regras de concessão no Brasil conferem heterogeneidade ao conjunto, aumenta-se a complexidade e abrangência do tema. Estudos (DUTRA e JÚNIOR, 2022) voltados a concessões no setor elétrico brasileiro apontam que o modelo a ser adotado deve equilibrar três pilares centrais: o atendimento ao interesse público, a atratividade econômica para os investidores e o retorno adequado à União. Por se tratar de ativos intensivos em capital e com horizonte de longo prazo, é imprescindível que esse processo ocorra em um ambiente de confiança e previsibilidade regulatória, assegurando as condições necessárias à continuidade e modernização desses empreendimentos.

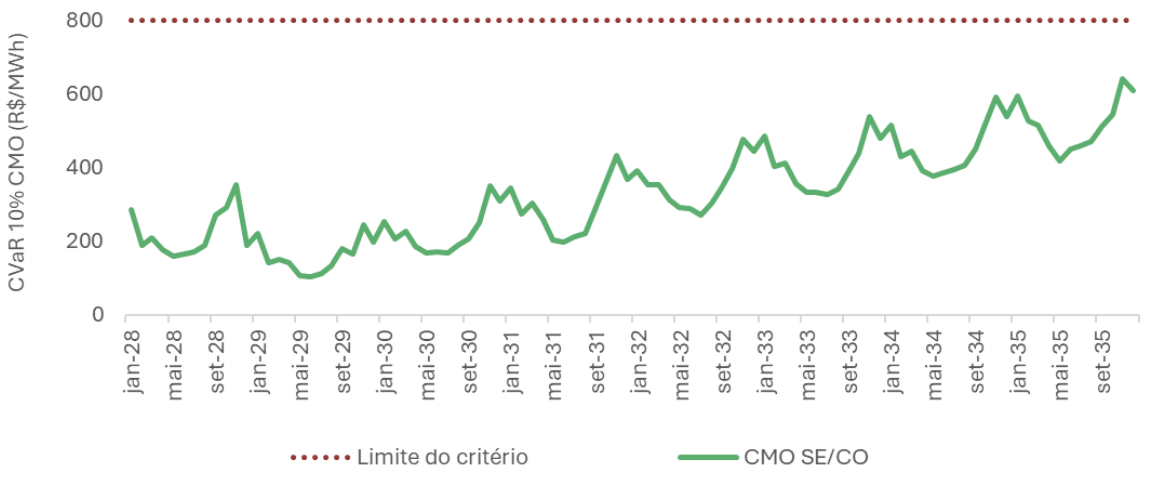
Além da oportunidade de viabilizar novos contratos, uma estratégia de modernização e repotenciação orientada às atuais demandas do Sistema Interligado Nacional possibilita a celebração de contratos voltados à requalificação dos ativos existentes. Essa abordagem pode ser implementada por meio da conversão ou integração de usinas reversíveis, utilizando arranjos de circuitos semiabertos e abertos (em cascata), promovendo um novo ciclo de investimentos em hidroeletricidade. Dessa forma, otimiza-se a infraestrutura já instalada, ao mesmo tempo em que se agrega maior flexibilidade operacional por meio de infraestruturas complementares.

Por serem ativos fundamentais ao funcionamento do sistema, instalados em infraestrutura já existente, com impactos socioambientais relativamente baixos e custos majoritariamente amortizados, a oportunidade do novo período de concessão deve atuar como catalisador dos investimentos necessários para que o futuro das hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro disponha de Hidrelétricas do Futuro.

3.5.4 Atendimento aos critérios de segurança do sistema

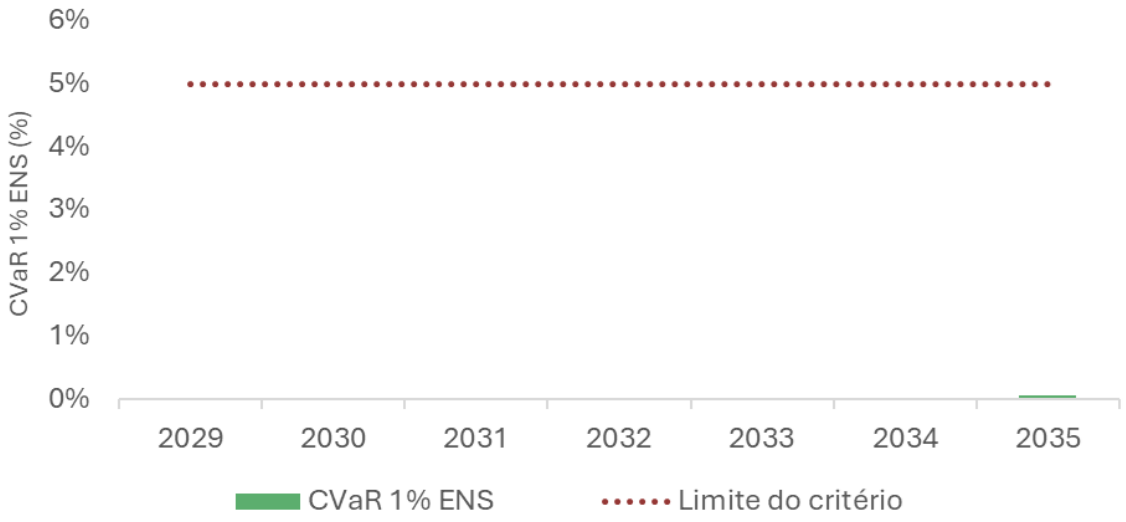
Com base na evolução projetada do parque gerador do SIN, procede-se à verificação dos critérios de suprimento. As Figuras Figura 3-32 e Figura 3-33 apresentam os resultados referentes ao atendimento energético, enquanto as Figuras Figura 3-34 e Figura 3-35 evidenciam a avaliação dos critérios de potência.

Figura 3-32 – Critério de suprimento de energia: CVaR CMO



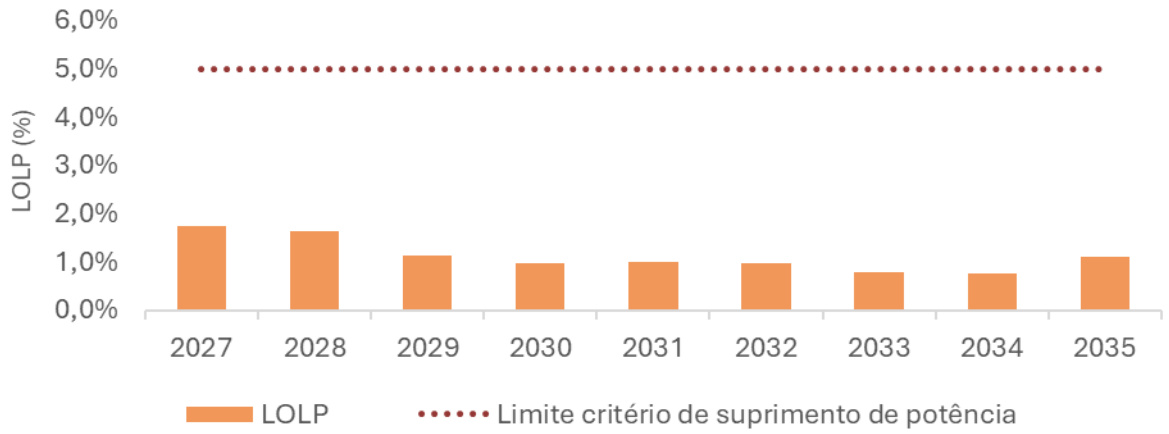
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-33 – Critério de suprimento de energia: CVaR ENS



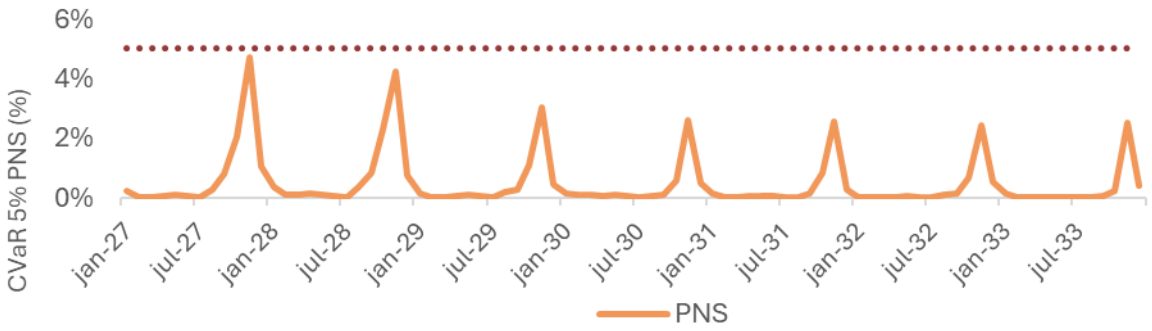
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-34 – Critério de suprimento de potência: LOLP



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-35 – Critério de suprimento de potência: CVaR PNS



Fonte: Elaboração EPE.

Em relação ao suprimento de potência, observa-se, sobretudo no início do horizonte, um aumento no critério CVaR-PNS para novembro. Essa dinâmica é consistente com o comportamento identificado no Caso Base: o forte crescimento da demanda exige a antecipação da expansão de capacidade, com ênfase em empreendimentos voltados ao atendimento desse requisito. À medida que o horizonte avança e se amplia a possibilidade de entrada de novas fontes geradoras, especialmente aquelas com prazos de implantação mais extensos, o critério tende a apresentar maior folga.

Para o suprimento de energia há certa folga ao atendimento dos critérios, determinados pela expansão realizada ao longo dos anos, de um lado pela abertura gradual do mercado livre de energia que tem pautado a expansão de energia do SIN, como também pela crescente incorporação da mini e microgeração distribuída como alternativa de fornecimento.

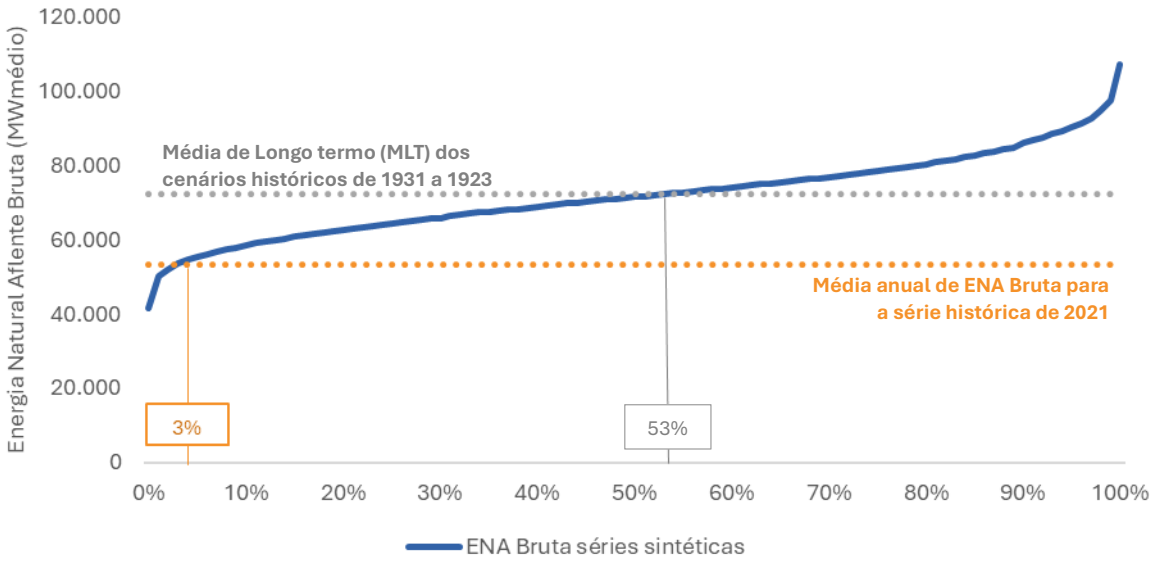
3.5.5 Resiliência operativa do cenário de referência no contexto de mudanças climáticas

As mudanças climáticas exercem impactos relevantes sobre diversos setores. No âmbito do setor energético, esses efeitos se manifestam de forma significativa, uma vez que o planejamento e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentam dependência da disponibilidade dos recursos primários, como hidráulico e eólico.

Para melhor avaliar os impactos das mudanças climáticas e incorporá-los de forma consistente ao planejamento energético de médio e longo prazo, a EPE vem conduzindo um conjunto de iniciativas, que abrangem dimensões técnicas, econômicas, sociais e ambientais. Desde a elaboração do PDE 2031, a temática das mudanças climáticas passou a ser tratada de maneira explícita nos Planos Decenais de Expansão de Energia, com a incorporação progressiva de análises de risco climático, avaliação de vulnerabilidades do sistema energético e consideração de cenários alternativos, o que foi detalhadamente analisado em um estudo recente[19]. Essa abordagem busca fortalecer o processo decisório, ampliar o diálogo interinstitucional e subsidiar a formulação de estratégias de mitigação e adaptação, de modo a aumentar a resiliência do setor energético frente aos impactos adversos associados à variabilidade e às mudanças do clima.

Uma avaliação importante no contexto de mudanças climáticas é se o cenário indicativo da expansão de referência do plano é resiliente para cenários hidrológicos adversos. Para avaliar essa questão no contexto do PDE 2035, considerou-se um cenário hidrológico crítico ocorrido recentemente. Entre 2020 e 2021, o SIN vivenciou as piores afluências registradas em 93 anos de base histórica[20]. A Figura 3-36 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 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 2023).

Figura 3-36 – Comparação entre distribuição de ENA bruta sintética, ENA de 2021 e MLT



Fonte: Elaboração EPE.

Os cenários sintéticos englobam uma grande faixa de cenários hidrológicos, variando desde 58% da MLT, no pior cenário, até 161% da MLT no melhor cenário. A MLT histórica intercepta a curva de permanência dos cenários hidrológicos sintéticos no percentil 53%, indicando que, em média anual, 53% das séries simuladas de ENA Bruta consideradas neste PDE apresentam valores inferiores à MLT histórica. O cenário hidrológico de 2021 enquadra-se no percentil de 3% das séries sintéticas, situando-se entre as 60 trajetórias mais severas dentre as 2.000 simulações realizadas. Esse enquadramento evidencia que o processo de planejamento da expansão da

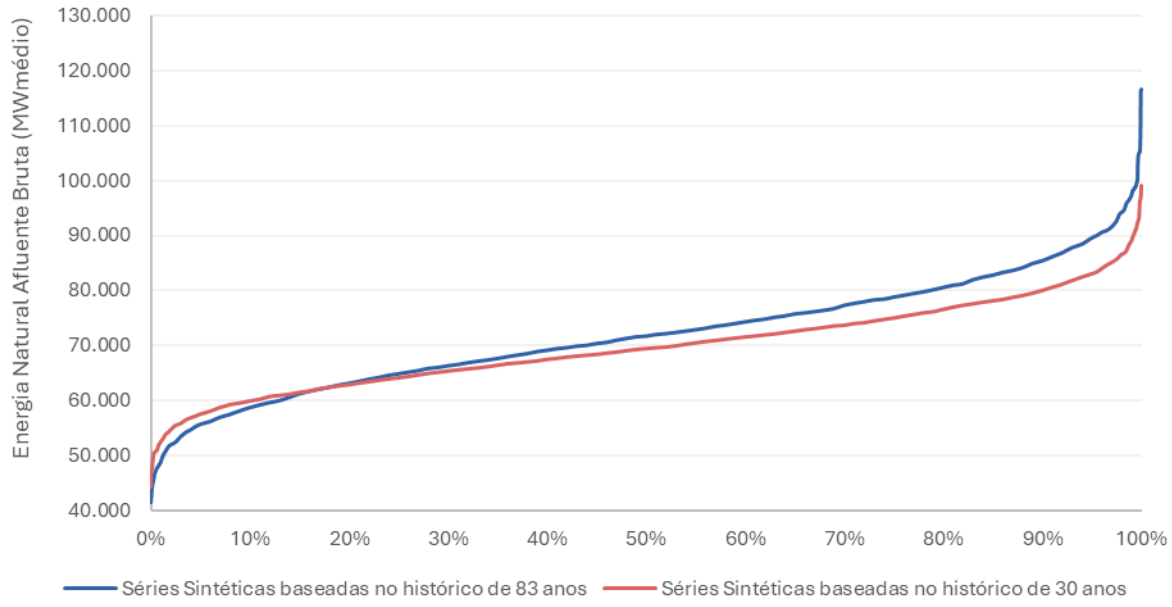
[19] Disponível em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-impactos-das-mudancas-climaticas-no-planejamento-da-geracao-de-energia-eletrica
[20] NOTA TÉCNICA EPE/DEE- DEA/001/2023-R0 - Escassez Hídrica em 2021.

oferta, cuja metodologia visa à minimização do custo total de expansão e operação do sistema, incorpora a análise de cenários hidrológicos de criticidade superior àquela observada nos registros históricos, incluindo o próprio evento de 2021.

Uma vez avaliada a pertinência dos cenários hidrológicos a situação de escassez hídrica mais severa como a já vivenciada no passado, complementa a análise de resiliência do cenário de expansão proposto um olhar para o futuro através da avaliação do comportamento da operação do sistema frente a uma alteração das afluências futuras.

Do ponto de vista climatológico, conforme o World Meteorological Organization[21] (WMO, 2017), a normal climatológica é um padrão utilizado para que se definam as características médias de um local, sendo necessário um período histórico de 30 anos de dados. Desta maneira, foi simulada a operação do sistema indicado no cenário de Referência de modo que as vazões futuras sejam baseadas nos cenários dos últimos 30 anos, ou seja de 1994 a 2023. Conforme observado na Figura 3-37, para as 2.000 séries futuras de vazões, em cerca de 85% dessas haveria uma redução dos recursos hídricos.

Figura 3-37 – Permanência dos valores de ENA do SIN baseados em diferentes históricos

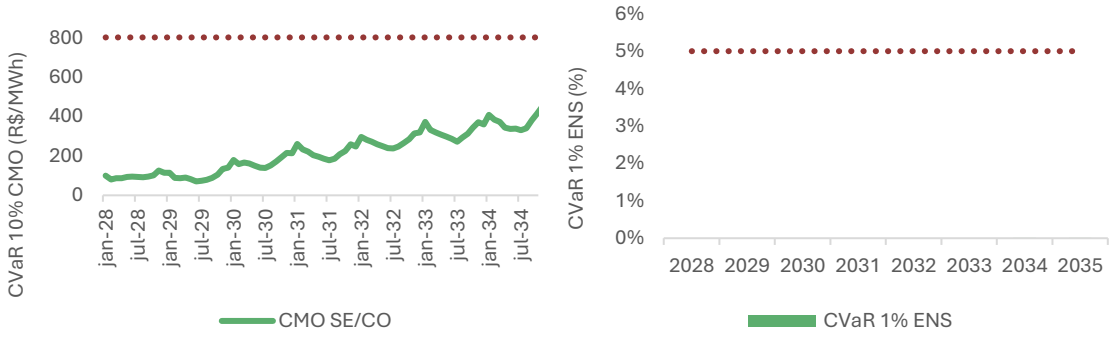


Fonte: Elaboração EPE.

Em termos de segurança do suprimento, a expansão proposta no Cenário de Referência atende aos critérios de energia e potência, conforme Figura 3-38 e Figura 3-39 a seguir.

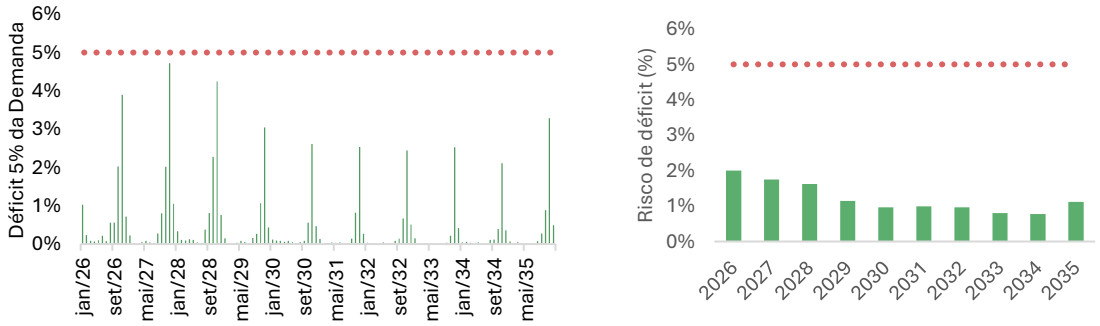
[21] Esta referência de histórico foi utilizada também em estudos como (DINIZ, F. A.; RAMOS, A. M.; REBELLO, E. R. G. Brazilian climate normals for 1981-2010. Pesquisa Agropecuária Brasileira, v. 53, p. 131-143, 2018) e GUTTMAN, N.B. Statistical descriptors of climate. Bulletin of the American Meteorological Society, v. 70, n. 6, p. 602-607, 1989).

Figura 3-38 – Atendimento do cenário de mudanças climáticas aos critérios de energia



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-39 – Atendimento do cenário de mudanças climáticas aos critérios de potência



Fonte: Elaboração EPE.

Interpretando os resultados operativos em uma situação de alteração do regime hidrológico como um possível efeito das mudanças climáticas, o fato do cenário ter atendido aos critérios de suprimento não significa que não há pontos de atenção, pois mesmo que a ENA bruta para as 15% hidrologias menos favoráveis tenha sido superior no caso de mudanças climáticas, em termos gerais o que se nota é uma significativa redução da disponibilidade do recurso hidrológico. Devida a importância do tema e grau de incerteza envolvido, estudos de resiliência do sistema frente a mudanças climáticas são objetos de frequente monitoramento.

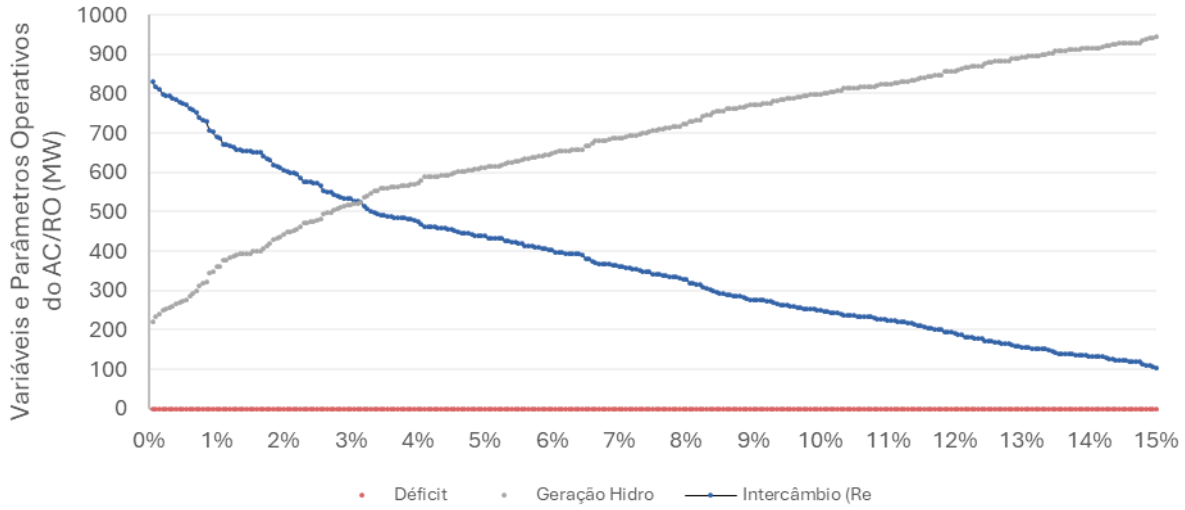
3.5.6 Atendimento aos sistemas elétricos radiais de Acre/Rondônia e Manaus

Os sistemas elétricos radiais do SIN, como o sistema Acre/Rondônia e o sistema Manaus/Amapá/Boa Vista são sistemas que demandam uma análise mais detalhada, de modo a buscar possíveis ações para agregar segurança ao suprimento destas regiões.

No PDE 2035, o sistema Acre/Rondônia, representado como um subsistema eletroenergético na metodologia do PDE, passou a contar com o aumento da capacidade de recebimento a partir de janeiro de 2031 saindo do limite máximo de 430 MW para 950 MW. Nos anos anteriores 2026 a 2030 o limite de recebimento foi flexibilizado para 700 MW nos momentos de demanda máxima, já descontadas as gerações não despacháveis, condição na qual a linha poderia operar com critério de confiabilidade N-1. Essa condição operativa flexibilizada se faz necessária para evitar déficits de potência nesse subsistema, em especial quando simuladas situações hidrológicas adversas do Rio Madeira. A partir de 2031, com os reforços implantados, não se verifica déficit de

potência até o final de 2035. A Figura 3-40 mostra a distribuição dos valores do recebimento de energia pelo sistema de transmissão, da geração hidro e dos déficits no patamar de capacidade. Verifica-se que mesmo em momentos de baixa geração de energia hidráulica, com a ampliação do limite de recebimento para 950 MW, o sistema Acre/Rondônia é atendido sem déficits de potência.

Figura 3-40 – Distribuição do intercâmbio, geração e déficits no AC/RO em setembro de 2035

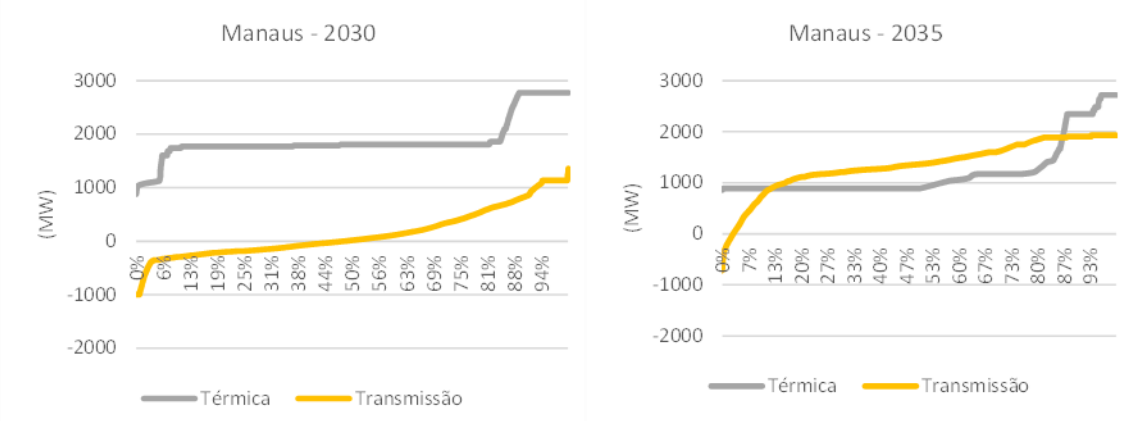


Fonte: Elaboração EPE.

Além da flexibilização do limite de intercâmbio em alguns meses nos momentos de maior carga líquida do sistema, ao longo do ano de 2025 uma outra possível medida operativa é associada ao reservatório da UHE Jirau. Essa mudança traria ganhos energéticos significativos para o subsistema. Embora essas ações não tenham sido incorporadas no Caso Base, a partir de maio de 2025, Jirau passou a operar com uma nova curva guia, na qual o deplecionamento é postergado e o replecionamento é antecipado em comparação com a sua curva guia original. Com esta operação, Jirau agrega mais 120 MW médio de energia ao sistema. A partir de outubro de 2025, Jirau obteve autorização para operar na cota 90 m de forma constante, adicionando, dessa forma, mais 236 MW médios de energia ao sistema. Esse acréscimo de energia está disponível principalmente nos meses de agosto a outubro, período no qual o sistema Acre/Rondônia mais necessita.

Já o subsistema Manaus/Amapá/Boa Vista teve a indicação de uma expansão da interligação Xingu – Manaus de 400 MW em 2033. Isso corrobora com o estudo de solução estrutural para resiliência do atendimento aos estados do Amazonas e Amapá que está sendo conduzido pela EPE e MME. Com essa expansão, Manaus será majoritariamente atendida com a energia trazida por essa interligação, reduzindo a geração térmica local, aumentando a confiabilidade do atendimento e aproveitando a energia renovável produzida em outras regiões do Brasil. A Figura 3-41 apresenta a distribuição do uso do intercâmbio e da geração termelétrica no atendimento ao patamar de capacidade, para o ano de 2030 (lado esquerdo) e para o ano de 2035 (lado direito). É possível observar uma maior importação de energia desse subsistema e uma redução no uso da geração térmica que continua sendo importante no atendimento da carga na simulação de condições mais críticas.

Figura 3-41 – Distribuição do intercâmbio e geração térmica no ano de 2030 e 2035



Fonte: Elaboração EPE.

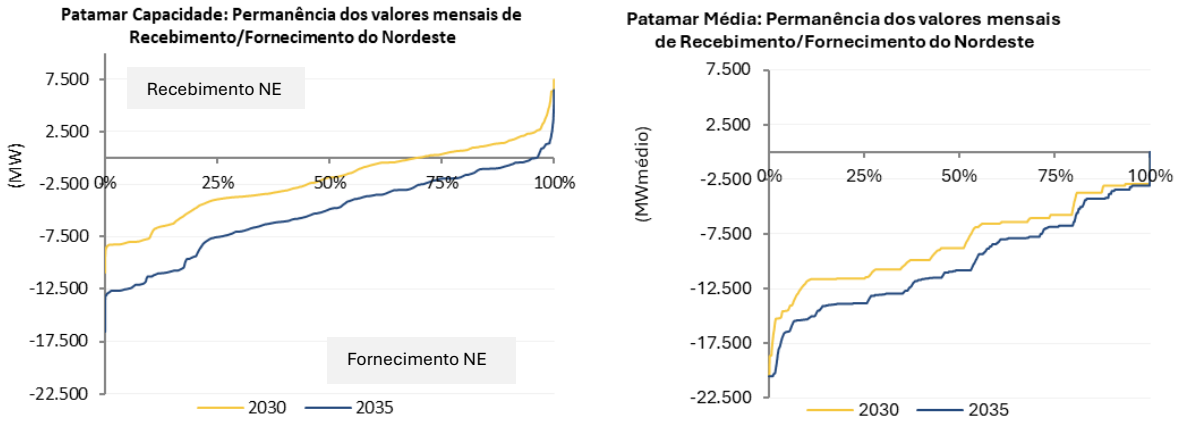
3.5.7 Análise sobre os fluxos dos intercâmbios entre os subsistemas do SIN

Neste item do plano, avaliam-se os fluxos de energia e potência entre as regiões representativas da simulação do SIN. Para isso, destaca-se a projeção de carga estimada para o horizonte decenal através dos percentuais de crescimento médio anual entre 2025 e 2035: Sudeste/Centro-Oeste 3%, Nordeste 1,1%, Norte 2,6% e Sul 4%. Adicionalmente, também para essas regiões, projetam-se os respectivos crescimentos médios anuais associados a demanda máxima: Sudeste/Centro-Oeste 3,3%, Nordeste 2%, Norte 2,8% e Sul 4%.

Ao considerar essas projeções de carga e a oferta otimizada de mínimo custo de investimento e operação para o Caso de Referência do PDE 2035, é possível estimar como evoluem as características operativas das distintas regiões/subsistemas do SIN, no tocante à importação e exportação de energia e potência.

A Figura 3-42 indica os fluxos nos intercâmbios do subsistema Nordeste para 2030 e 2035, respectivamente. Observa-se que no atendimento de potência/capacidade em 2030, a região tem 70% de probabilidade de ser exportadora de potência quando avaliado o total de 2.000 cenários hidrológicos nos modelos Newave e Balanço de Potência. Em 2035, também se verifica a predominância de cenários exportadores de potência da região Nordeste, aproximadamente 96% do total de cenários hidrológicos para esse ano. Para o atendimento do patamar de carga média, também se verifica essa tendência de a região ser exportadora de energia, com a totalidade dos cenários hidrológicos simulados indicando exportação de energia por esse subsistema.

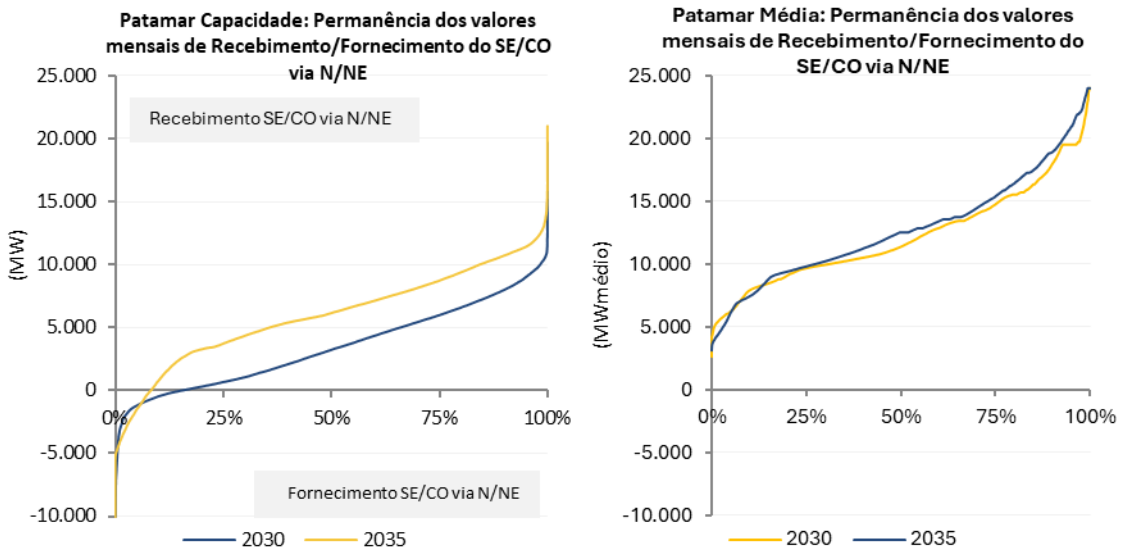
Figura 3-42 – Evolução dos patamares do recebimento/fornecimento do Nordeste em valores mensais



Fonte: Elaboração EPE.

Os fluxos nos intercâmbios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e que representam as importações e exportações com as regiões Norte e Nordeste são indicados na Figura 3-43. Destaca-se que no atendimento de potência/capacidade em 2030, o SE/CO tem 85% de probabilidade de ser importador de potência quando avaliado o total de cenários hidrológicos do modelo Newave. Em 2035, também se verifica a predominância de cenários importadores de potência, cerca de 90% do total de cenários hidrológicos simulados. O recebimento alcança o valor máximo de 19 GW em 2030 e 21 GW em 2035, enquanto o fornecimento de potência chega a 10 GW nesses mesmos anos. Adicionalmente, se avaliado o atendimento do patamar de carga média, essa tendência de importação é mantida para essa região, sendo confirmada pela totalidade de cenários hidrológicos simulados. O limite de recebimento igual a 24 GW é atingido para um percentual inferior a 1% do total de cenários hidrológicos simulados para 2030 e 2035.

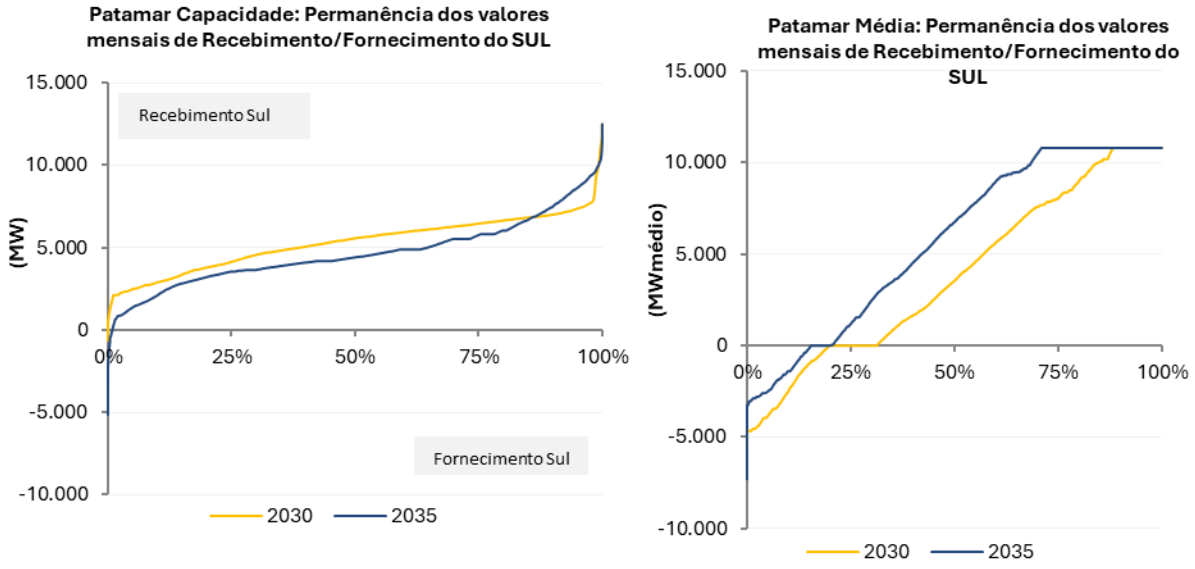
Figura 3-43 – Evolução dos patamares do recebimento/fornecimento o SE/CO via N/NE



Fonte: Elaboração EPE.

A região Sul também é predominantemente importadora de potência e de energia. Os fluxos nos intercâmbios desse subsistema são indicados nas Figura 3-44. Ressalta-se que no atendimento de potência/capacidade em 2030 e 2035, o Sul é importador para um percentual superior a 99% do total de cenários hidrológicos simulados no Newave. O recebimento desta região atinge o valor máximo de 12,5 GW, que corresponde ao limite de recebimento no patamar de carga média considerado nas simulações, em 2030 e 2035, enquanto o valor máximo de fornecimento de 5 GW é atingido em 2035. Para o atendimento do patamar de energia, representado através do patamar de carga média, a região Sul é importadora na maioria dos cenários simulados, cerca de 70% e 85% em 2030 e 2035, respectivamente. Destaca-se que para o atendimento desse patamar de carga, o limite máximo de recebimento de 10,8 GW é atingido em 10% e 30% do total dos cenários simulados no Newave para 2030 e 2035, respectivamente.

Figura 3-44 – Permanência do recebimento/fornecimento do Sul



Fonte: Elaboração EPE.

Deste modo, as estimativas de que em 30% do total de cenários simulados o limite dos intercâmbios entre os subsistemas SE/CO e Sul é atingido, corroborando a importância de estudos elétricos específicos que detalham e direcionam alternativas para o incremento da capacidade de recebimento por essa região.

3.6 Análise da flexibilidade operativa no horizonte decenal

O SIN tem demonstrado elevada capacidade de integração de fontes renováveis variáveis, sustentada por uma matriz diversificada e, em especial, por um parque hidrelétrico robusto e por uma base termelétrica relevante. Entretanto, a projeção de aumento da participação de eólicas e solares reforça a necessidade de qualificar, de forma quantitativa e prospectiva, a suficiência de flexibilidade operativa no horizonte decenal. Nesse contexto, adota-se a definição de flexibilidade nos estudos da EPE como a existência de recursos capazes de atender às variações de carga entre dois instantes de tempo.

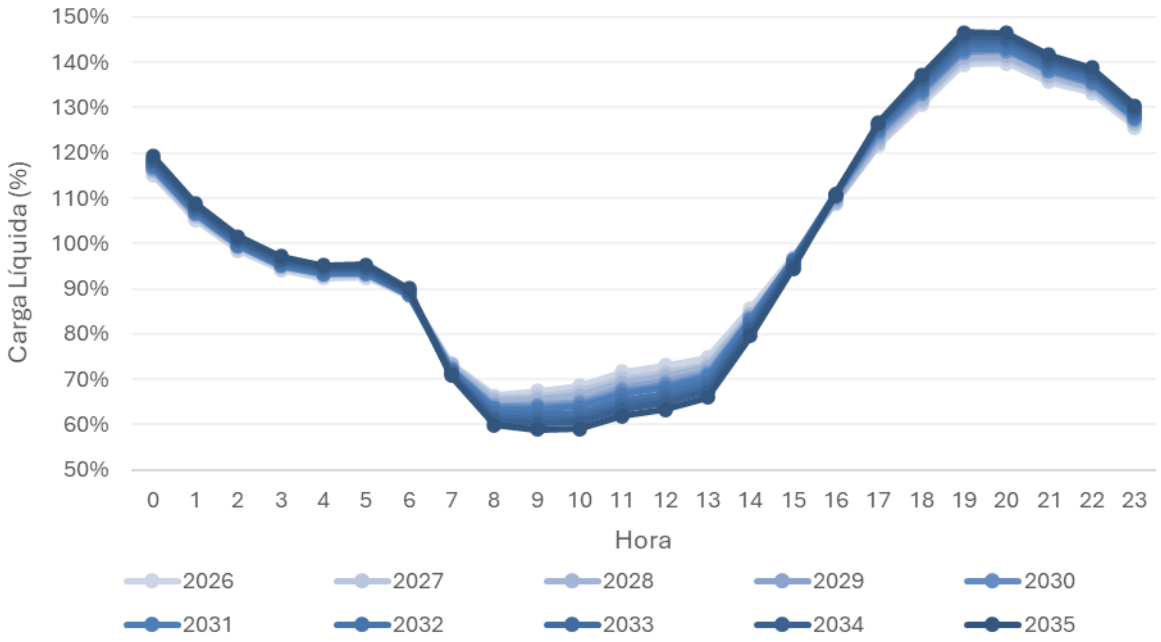
A abordagem proposta para o PDE 2035 segue a mesma lógica metodológica consolidada no PDE anterior:

(i) estimar requisitos de flexibilidade a partir da distribuição de rampas da carga líquida horária, incluindo rampas em 1 hora e rampas acumuladas em janelas consecutivas;

(ii) estimar a oferta de flexibilidade a partir de potenciais de rampa por tecnologia (hidrelétrica, termelétrica, armazenamento etc.);

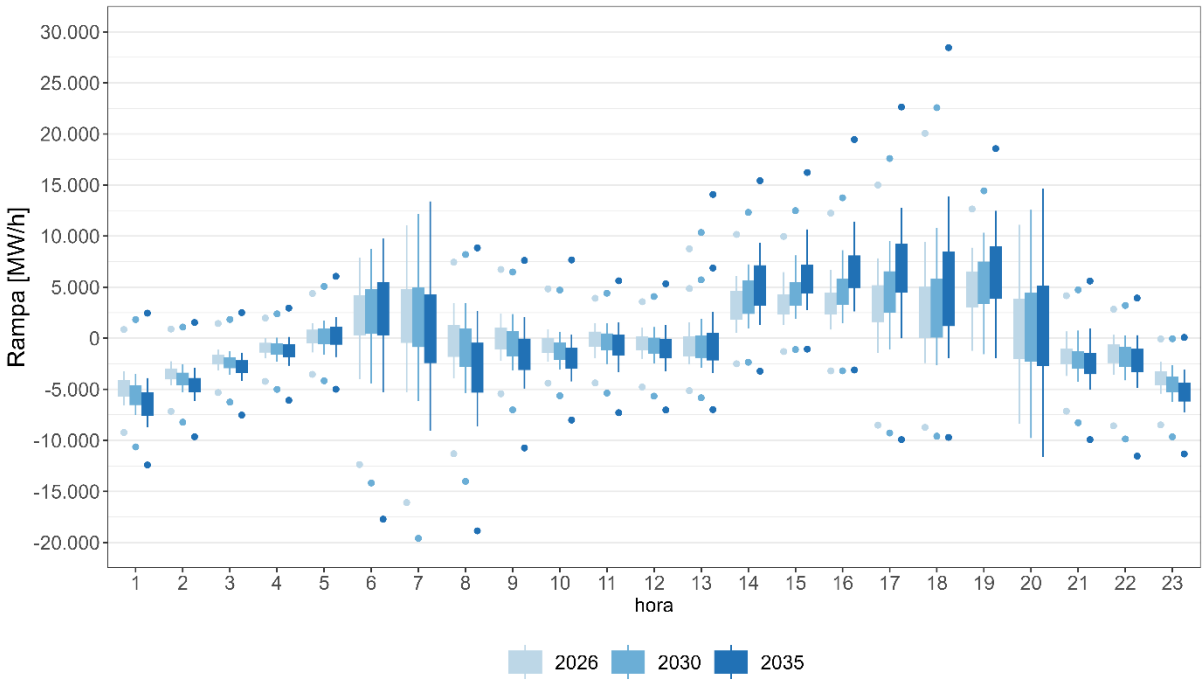
(iii) avaliar o balanço entre oferta e requisito por métricas de risco e profundidade do não atendimento.

Figura 3-45 – Carga líquida horária média mensal em % diária



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3-46 – Comparação das rampas líquida horárias

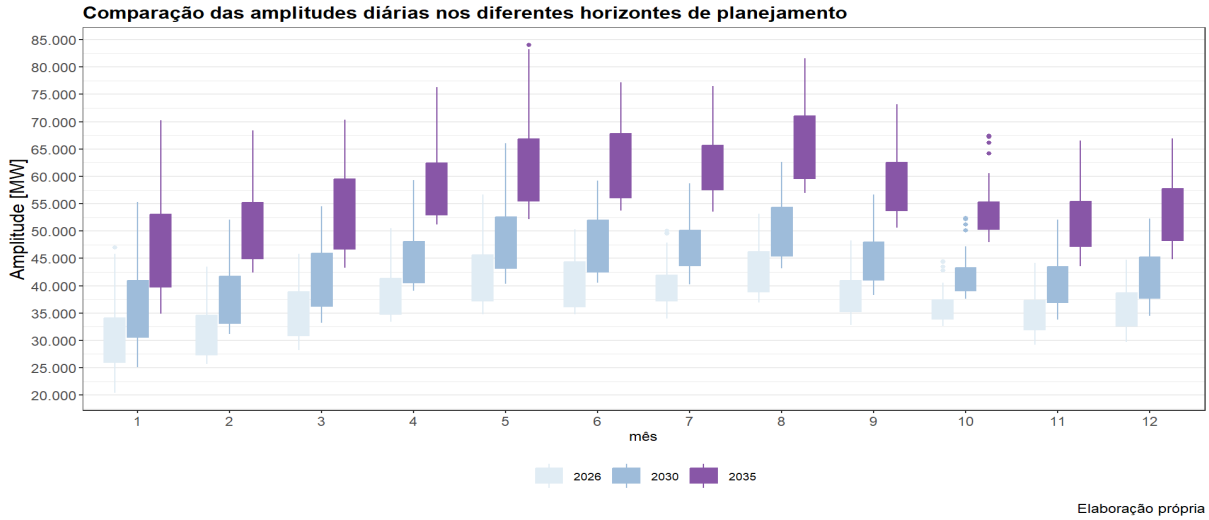


Fonte: Elaboração EPE.

Do ponto de vista dos requisitos, as projeções do caso de referência evidenciam a intensificação do "vale" da carga líquida ao longo do horizonte, resultado direto do aumento da geração solar durante o período diurno. Esse comportamento é acompanhado por rampas ascendentes mais acentuadas no período da tarde até o início da noite, decorrentes não apenas da redução da geração fotovoltaica, mas também do crescimento da carga global nesse intervalo. Os requisitos de flexibilidade foram avaliados a partir da distribuição de rampas da carga líquida, com foco em duas escalas temporais: rampas horárias (1h) e amplitudes diárias, por capturarem o esforço sustentado de modulação até a ponta, quando os recursos tipicamente ficam mais escassos. Os resultados indicam crescimento relevante dos extremos. No curto prazo, ocorrem rampas horárias acima de 10 GW em situações críticas, enquanto, no fim do horizonte, as rampas em 1h podem superar 15 GW.

Adicionalmente, a amplitude intradiária total – diferença entre mínimo e máximo da carga líquida no mesmo dia – tende a evoluir de patamares já superiores a 45 GW para valores da ordem de 70 GW ou mais em cenários futuros. Esse aumento indica que o desafio não se limita apenas à maior rampa horária e passa a incluir a capacidade de percorrer grandes faixas operativas com segurança, modularidade e custo eficiente. Ainda evidencia que, à medida que o horizonte avança, aumentam a magnitude e a dispersão das amplitudes diárias da carga líquida, com destaque para o período entre maio e agosto, quando se observam os maiores valores e, portanto, maiores necessidades de rampas acumuladas e de uma oferta de flexibilidade sustentada para atendimento desses requisitos.

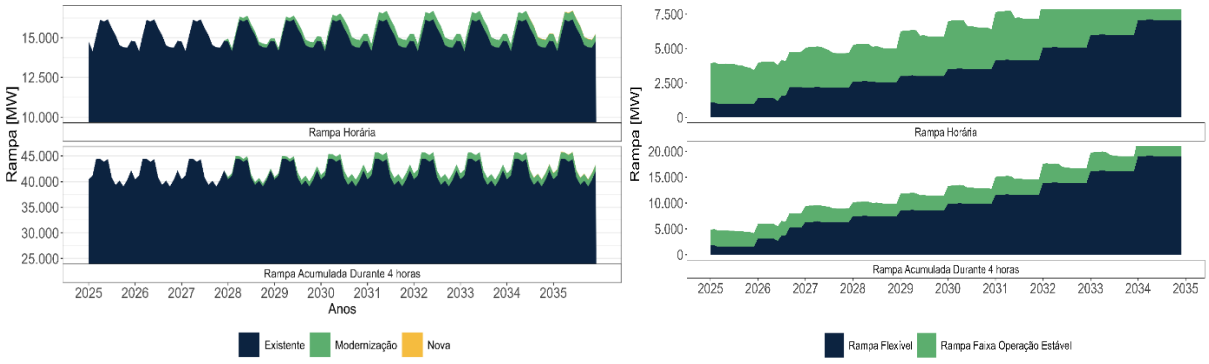
Figura 3-47 – Comparação das amplitudes diárias nos diferentes horizontes de planejamento



Fonte: Elaboração EPE.

A oferta de flexibilidade foi estimada por tecnologia despachável, distinguindo capacidade instalada de capacidade efetivamente mobilizável para modulação. As hidrelétricas permanecem como principal fonte de rampa do SIN, com disponibilidade estimada em torno de 15 GW variação por hora, podendo ser superior em condições hidrológicas favoráveis. Além disso, há potencial incremento associado à modernização, ampliação e à entrada de novas usinas no horizonte. No caso termelétrico, projeta-se uma transição relevante nos próximos anos, marcada pelo aumento da parcela de unidades com maior capacidade de rampa, chamada de Rampa Flexível na Figura 3-48 e pela redução relativa da participação de usinas restritas à faixa de operação estável. Essa evolução está alinhada ao papel esperado das térmicas como provedoras de potência e flexibilidade. Adicionalmente, contribuições de baterias e resposta da demanda, quando presentes, também reforçam o atendimento de requisitos em janelas curtas, devendo ser explicitadas na contabilidade do balanço.

Figura 3-48 – Rampas horárias e acumuladas de 4 horas previstas para o horizonte, para as UHE (esquerda) e UTE (direita)

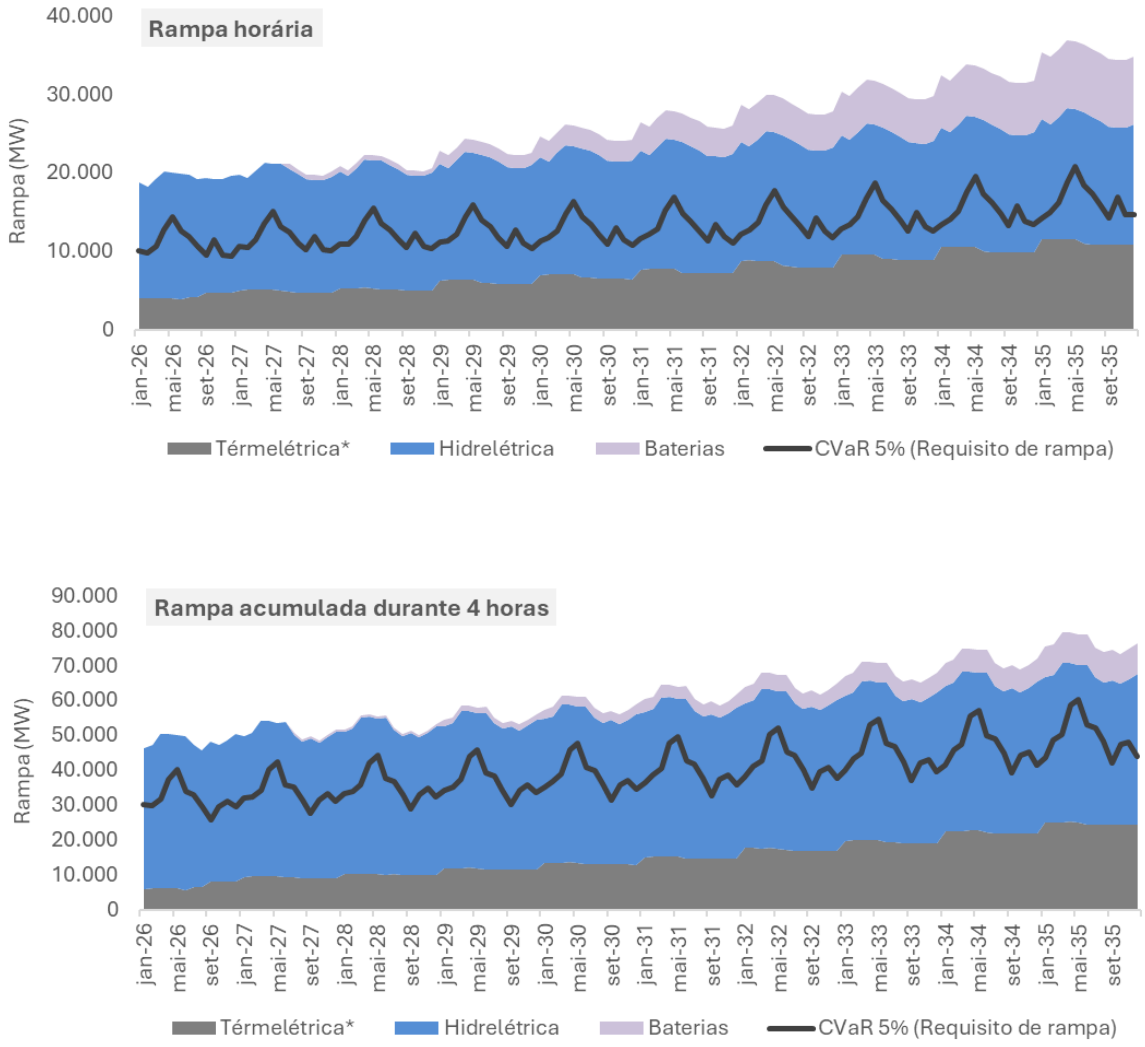


Fonte: Elaboração EPE.

Para mensurar o risco associado ao não atendimento, mantém-se o arcabouço do PDE 2034, baseado no balanço entre recursos estimados e cenários de requisitos mensais. Essa

granularidade é essencial para identificar concentrações sazonais de criticidade e calibrar premissas, sobretudo diante do aumento da dispersão e dos extremos ao longo do horizonte. Nesse contexto, a Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR) indica a frequência de cenários de não atendimento e a Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF) expressa a profundidade média dos piores eventos. Ambas são calculadas a partir do balanço entre oferta e requisito para cada mês do horizonte, considerando um nível de risco definido. Como pode ser visto na Figura 3-49, ao longo do horizonte, os indicadores sugerem que a oferta indicativa do caso de referência é suficiente para garantir um atendimento robusto, com risco e severidade próximos de zero na leitura mensal.

Figura 3-49 – Balanço das disponibilidades e estatísticas das previsões de maiores rampas



Nota: (*) Contempla expansão indicativa de resposta da demanda

Fonte: Elaboração EPE.

Por fim, a avaliação quantitativa aqui apresentada reforça que a definição explícita de um critério de suprimento de flexibilidade – isto é, estabelecer quanto risco é aceitável e qual severidade é

tolerável para o não atendimento de rampas – tende a se tornar tão central quanto os critérios tradicionais de energia e potência. Esse critério é determinante não apenas para sinalizar necessidade de expansão mais flexível, mas também para destravar flexibilidade existente por meio da operação, produtos de mercado e incentivos, além de orientar a alocação eficiente de recursos ao longo do dia. Nesse sentido, a avaliação apresentada no PDE 2035 é uma continuidade natural do avanço consolidado nos planos anteriores, onde o próximo passo é transformar essas métricas em um critério transparente, auditável e acionável para planejamento e sinal econômico, reduzindo arrependimentos e aumentando a previsibilidade do atendimento a cenários extremos.

Box 3.2 Energia sob medida: Antiga necessidade, novas possibilidades

Os recentes episódios observados na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) envolvendo a sobreoferta de energia durante períodos diurnos e crescentes necessidades de recursos de atendimento a ponta, evidenciam o potencial para novos modelos de negócio associados aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE). Essas soluções surgem como instrumentos estratégicos para equilibrar oferta e demanda, aumentar a flexibilidade operativa e ampliar a inserção de fontes renováveis.

A Figura 3-50 (A) apresenta a projeção da carga líquida, demanda horária subtraída da geração renovável não despachável, em uma semana de outubro de 2028, para um cenário específico de geração renovável e de hidrologia, iniciando-se às 00h do domingo.

Figura 3-50 – (A) Cenário de carga líquida horária para uma semana de outubro de 2028 e (B) Simulação do sistema de armazenamento para uma semana

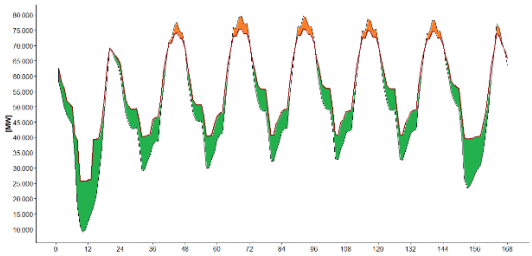


Figura 3-50 (A)

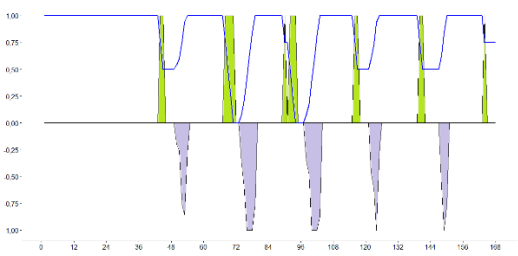


Figura 3-50 (B)

Considerando a meta de geração hidrelétrica e térmica mensal estabelecida na otimização energética, as áreas em laranja correspondem aos momentos em que há escassez de recursos de geração, entre 19h e 23h dos dias de semana, enquanto os intervalos em verde correspondem aos momentos com sobreoferta energética, normalmente entre 8h e 15h, cabendo destacar que nesse momento as inflexibilidades termelétrica e hidrelétrica correspondem a cerca de 25 GW neste cenário e mês.

Como exemplo numérico de oportunidade de aproveitamento dessa condição, um SAE de 2.000 MW de potência e 8.000 MWh de armazenamento foi programado para fornecer potência nas horas de maior carga líquida no mês e a Figura 3-50 (B) apresenta os resultados dessa simulação, com a linha azul indicando o estado de armazenamento em p.u. da capacidade máxima de armazenamento e as áreas verde e roxa representam a descarga e recarga respectivamente, em p.u da potência instalada.

A contribuição do SAE é limitada, em alguns momentos, pela sua potência instalada; em outros, pela necessidade do SIN; e, em determinados instantes, pelo estado de carga do

armazenamento. Essa dinâmica reforça a importância de uma avaliação com diferentes cenários cronológicos, para subsidiar a melhor utilização desses recursos.

Ao considerar a infraestrutura de transmissão, é possível perceber que há pontos de conexão em que esses recursos podem trazer mais benefícios ou nos quais há menos limitação da capacidade das linhas e ativos de rede existentes, corroborando com a importância de uma sinalização que considere aspectos locacionais.

Há diferentes possibilidades tecnológicas disponíveis para SAE, como baterias químicas como lítio-ferro-fosfato (LFP) e o Armazenamento Hidráulico (Usinas Hidrelétricas Reversíveis), cada uma com suas caraterísticas e custos, e que devem se complementar atuando em diferentes papeis.

Nos últimos meses, o setor elétrico brasileiro tem avançado nos aspectos regulatórios e mercadológicos relacionados aos SAE, com destaque para a previsão da realização de Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) como uma alternativa de contratação de sistemas de armazenamento de energia para o SIN.

3.7 Sensibilidade Lei 15.269/2025

Política energética e principais premissas para o cenário Lei 15.269/2025

Devido à expectativa de alteração da legislação ao longo da elaboração do plano decenal, avaliou-se que o ano de 2025 não apresentava uma base sólida para a realização de uma análise quantitativa detalhada, uma vez que o arcabouço regulatório associado a expansão obrigatória da geração de eletricidade permaneceu com elevada incerteza de definição. Ainda assim, foi possível conduzir uma análise de tendências potenciais de evolução da oferta de eletricidade, considerando algumas diretrizes estabelecidas pela Lei 15.269/2025.

Devido ao maior impacto na expansão dos próximos dez anos, adotaram-se duas premissas: a não consideração da expansão termelétrica inflexível a gás natural anteriormente prevista na Lei 14.182/2021, como descrito no item 3.5.1 deste relatório, e o disposto no artigo 13 da Lei 15.269/2025, conforme a seguir:

> *"§ 19. Até o primeiro trimestre de 2026, será realizada a contratação de até 3.000 MW (três mil megawatts) de centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), na modalidade de leilão de reserva de capacidade, de que trata este artigo, com os seguintes limites para cada etapa:*
>
> *I - 1.000 MW (mil megawatts), para início de suprimento a partir do segundo semestre de 2032;*
>
> *II - 1.000 MW (mil megawatts), para início de suprimento a partir do segundo semestre de 2033; e*
>
> *III - 1.000 MW (mil megawatts), para início de suprimento a partir do segundo semestre de 2034.*
>
> *§ 20. A geração de centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), de que trata este artigo, será contratada na modalidade de leilão de reserva de capacidade, conforme diretrizes estabelecidas pelo poder concedente." (NR)*

Em termos gerais, a expectativa é que estas alterações de expansão compulsória, assim como avaliado em PDEs anteriores, levem a uma expansão de menor custo total, com aumento da expansão de fontes renováveis capazes de suprir requisito de energia ao longo de todo horizonte decenal. Para os anos iniciais haveria a necessidade de aumento de armazenamento e

termelétricas flexíveis, para suprir requisito de potência e agregar flexibilidade ao sistema, em especial devido ao aumento da participação das fontes renováveis variáveis. Na ausência de determinação em Lei, não é esperada a expansão de termelétricas inflexíveis até 2035 em razão de competitividade técnico econômica. Portanto, as expansões compulsórias, por determinação legal, têm o potencial de alterar substancialmente o portfólio de geração futuro e os requisitos do sistema. Cabe ressaltar que os cenários dos próximos ciclos de planejamento serão atualizados e já incorporarão as premissas conforme legislação vigente à época de elaboração.

Capítulo 4.

Transmissão de Energia Elétrica

Pontos principais

- No contexto da integração de novos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos na região Norte/Nordeste, 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 o objetivo de viabilizar a integração de mais 10 GW na região Norte/Nordeste em relação à capacidade instalada será alcançada com a entrada em operação das instalações recomendadas nos estudos anteriores, totalizando 57 GW. O estudo também possibilitará o aumento da capacidade de importação da região Sul, visando intercâmbios da ordem de 16GW e 18GW, a partir dos anos 2033 e 2035 (horizonte indicativo), respectivamente. Cabe destacar que 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 e pelas perspectivas de incentivos oferecidos por políticas públicas (Projeto de Lei nº 278/2026, que trata sobre o REDATA). 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 13,4 GW até 2038, 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.

- O quantitativo de projetos de hidrogênio no Brasil também vem crescendo rapidamente. Essas instalações também consomem grandes quantidades de energia elétrica, exigindo conexões robustas ao sistema de transmissão. A previsão é que as cargas de hidrogênio atinjam 26,7 GW até 2038, com novos projetos concentrados na região Nordeste segundo dados dos processos de conexão à Rede Básica junto ao MME. Além disso, observa-se a estratégia de desenvolvimento progressivo de hubs de hidrogênio distribuídos pelo território nacional, associados a polos industriais existentes e voltados tanto à exportação quanto ao atendimento do mercado doméstico. Em resposta a esse crescimento de demandas, a EPE está realizando um estudo prospectivo de expansão da transmissão para inserção de até 4 GW de cargas de hidrogênio na Região Nordeste.

- O estudo de reforços no sistema DIT do estado de São Paulo, parte 2, 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. Trata-se do segundo projeto com essa tecnologia no Brasil.

- Um 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 realizou o estudo da Região Metropolitana de Manaus, que teve 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 os montantes de Encargo de Serviços do Sistema e, naturalmente, das emissões de gases de efeito estufa associadas.

- Por solicitação do MME, tal infraestrutura a ser recomendada 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 rota da alternativa recomendada consiste na duplicação da interligação existente, com a implantação de mais dois circuitos 500 kV entre a SE Xingu e a Região Metropolitana de Manaus, que contará ainda com um novo ponto de suprimento, a SE 500/230/138 kV Puraquequara. O sistema de distribuição local se integrará a essa nova SE por meio de expansões na rede da distribuidora local.

- Após a interligação de Roraima ao SIN, o ONS operará essa interligação com restrições de importação de potência. Essas restrições são impostas por critérios dos Procedimentos de Rede em caso de ocorrência de contingência dupla dos dois circuitos da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, de tal forma que o montante de importação de Roraima por meio desta interligação estará limitado a cerca de 55% da demanda máxima local. Dessa forma, será necessário manter aproximadamente 45% do suprimento local por meio de geração interna no subsistema, de forma similar ao que atualmente ocorre na operação da interligação Xingu – Lechuga, que atende os Estados do Amazonas e Amapá.

- Assim, o MME também solicitou à EPE a elaboração de um estudo de planejamento 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".

- Dentro desse contexto, a EPE iniciou no segundo semestre de 2025 a elaboração de estudo complementar ao estudo de atendimento ao Amazonas e Amapá, focado em soluções que permitam prescindir de despacho térmico em Roraima por razões de confiabilidade.

- A EPE vem realizando estudos nos estados do Amazonas, Pará e Acre para avaliar a oportunidade de integração de sistemas isolados ao SIN.

- No caso do Amazonas, a EPE concluiu o estudo de "Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA", que consolidou o benefício econômico da interligação conjunta das três localidades.

- No caso do Pará, está em elaboração pela EPE um estudo de benefício econômico para interligação conjunta das localidades de Água Branca e Creporizão, que se localizam no Sudoeste Paraense.

- No caso do Acre, 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. Essas localidades são Porto Walter, Marechal Thaumaturgo e Jordão. Posteriormente, a EPE recebeu contribuições da distribuidora Energisa Acre com um refinamento dos custos, buscando uma maior aderência às características e desafios específicos para a implantação de linhas de transmissão nessas localidades. O material encontra-se sob análise de diferentes áreas da EPE para uma revisão das análises, consolidando ou não a interligação prevista.

- A EPE vem conduzindo diversos estudos de expansão da rede que contribuem de forma indireta para o aumento da resiliência e da flexibilidade do sistema – alguns trabalhos foram desenvolvidos com foco explícito na adaptação às mudanças climáticas e no fortalecimento da resiliência, considerando as particularidades regionais. Dentre eles, destacam-se estudos realizados no Acre e Rondônia, Rio Grande do Sul, Amapá, Amazonas e Roraima, envolvendo ainda interligações regionais.

- 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 21 GW. Cabe destacar que expansões adicionais, ainda em análise em estudos de planejamento, envolvendo o bipolo Nordeste II, elevarão essa capacidade de exportação para cerca de 24 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 MME.

- No caso de interligações futuras, o MME vem conduzindo diversas iniciativas.

- Vislumbra-se que a fonte eólica offshore poderá se tornar competitiva no futuro, sendo necessário o desenvolvimento de seu arcabouço regulatório. Este ciclo do PDE demonstra que houve avanços na regulamentação da fonte eólica offshore e estão previstos procedimentos e dispositivos que trarão sinalizações mais eficientes para o processo de planejamento da transmissão executado pela EPE.

- 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$ 116,9 bilhões, sendo R$ 78,0 bilhões (67%) em linhas de transmissão e R$ 38,9 bilhões (33%) em subestações.

- 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 2035 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$ 39,8 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.

- 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 1105/2024 e dispostas na Versão 1.2 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 2026. Efeito análogo é observado com as tarifas de carga, sendo esta maior nos submercados Sudeste e Sul.

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 Plano Decenal de Expansão de Energia (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 II; (ii) as avaliações prospectivas para atendimento a conexão de grandes consumidores à Rede Básica, em especial as cargas associadas a projetos de *data centers* e de hidrogênio; (iii) as avaliações para aumento de confiabilidade e implantação de novas tecnologias no Sistema Interligado Nacional (SIN); (iv) os estudos para eliminação ou redução dos encargos de serviços de sistema, notadamente aqueles relacionados à integração de sistemas isolados ao SIN; e (v) as avaliações para aumento da resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos.

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, bem como pela implantação do novo Bipolo Nordeste II, recomendado em estudo de planejamento recente.

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, em especial com a Bolívia e com a Venezuela, neste caso, após a interligação de Roraima ao SIN.

O Plano traz ainda alguns dos desafios e caminhos vislumbrados para o planejamento da transmissão considerando a fonte eólica *offshore*, tendo em vista a possibilidade de a fonte se tornar atrativa no horizonte de mais longo prazo. A abordagem se baseia nas novas regulamentações recentemente aprovadas para a fonte.

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 junho de 2025. 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 4.6.

- Ainda que eventualmente disponíveis à ocasião da emissão final deste Plano, os resultados do Leilão de Transmissão no 004/2025, previsto para outubro de 2025, 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[22].

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 do Ministério de Minas e Energia (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) e, eventualmente, contingências simultâneas (N-2) a depender da criticidade para o desempenho sistêmico e de compatibilizações com os critérios adotados no planejamento da operação.

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.

4.2 Estudos de transmissão em destaque

4.2.1 Expansão das interligações elétricas regionais

O “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul” fecha a sequência de relatórios previstos para endereçar as questões diagnosticadas em 2021, pela EPE, a partir da NT EPE-DEE-NT-072/2021-r0.

[22] https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento/

Tal estudo tem dois objetivos principais, sendo o primeiro deles possibilitar o atingimento de 60 GW de capacidade instalada eólica e fotovoltaica na região Norte/Nordeste, até o ano 2033, culminando em aumento de aproximadamente 10 GW em relação à capacidade instalada que será alcançada com a entrada em operação das instalações recomendadas pelos estudos descritos a seguir, até 2030:

- EPE-DEE-RE-148/2021: Estudo referente à área Sul da região Nordeste, que 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, com investimentos da ordem de R$ 18 bilhões;

- EPE-DEE-RE-014/2022: Estudo referente à área Norte da região Nordeste, que recomendou aproximadamente 2.450 km em novas linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV, além de 4 novas subestações em 500kV, com investimentos da ordem de R$ 6,9 bilhões;

- EPE-DEE-RE-015/2022: Estudo referente à área Leste da região Nordeste, que 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, com investimentos da ordem de R$ 4,8 bilhões;

- EPE-DEE-RE-018/2022: Estudo de expansão das interligações regionais do SIN, que recomendou a implantação do primeiro sistema de transmissão em corrente contínua, em ±800kVcc 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 ampliações complementares na malha de transmissão em corrente alternada existente, com investimentos da ordem de R$ 18,5 bilhões.

O outro objetivo do estudo é possibilitar o aumento da capacidade de importação da região Sul, visando intercâmbios da ordem de 17 GW e 18 GW, a partir dos anos 2033 e 2035 (horizonte indicativo), respectivamente.

A sinalização de necessidade da referida 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 2035, apesar de não haver uma indicação de necessidade explícita para a referida expansão da capacidade de importação do subsistema Sul, observa-se a maior permanência de valores de intercâmbio no limite da interligação, sem considerar a expansão de transmissão planejada em EPE-DEE-RE-071-2025 e, ainda assim, considerando o aumento na expectativa de oferta de geração local, incluindo o *retrofit* de usinas em final de contrato, para atendimento aos critérios de suprimento.

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.

Dentre as recomendações de obras previstas nesse estudo, destaca-se o novo bipolo em corrente contínua, denominado Nordeste II, que deverá interligar o subsistema Nordeste com os subsistemas Sudeste e Sul, junto a outras ampliações de rede em corrente alternada.

Desafios e soluções promissoras

Ao longo do desenvolvimento do estudo, diversos desafios foram enfrentados, demandando a definição de estratégias de contorno capazes de assegurar a entrega de soluções confiáveis e de mínimo arrependimento para o planejamento da expansão da transmissão no horizonte decenal. Dentre os desafios, destacam-se:

i. Complexidade socioambiental

Alguns dos principais desafios envolvidos no estudo de planejamento 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.

ii. Integração de IBRs e necessidade de requisitos sistêmicos adicionais

Outro desafio relevante para o estudo em desenvolvimento é o cenário de elevada penetração de geração renovável variável conectada por inversores (IBR – do inglês, *Inverter Based Resources*) previsto para se concretizar no final do horizonte de planejamento, incluindo além de recursos centralizados, a própria MMGD (Mini e microgeração distribuída).

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.

Nesse sentido, cabe destacar que, 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.

iii. Desafios associados à base de dados de modelos eólicos e solares

Outro desafio transversal de grande relevância diz respeito às incertezas nos modelos oficiais de geração eólica e solar disponíveis nas bases de dados de transitórios eletromecânicos do Sistema Interligado Nacional (SIN), nos últimos anos.

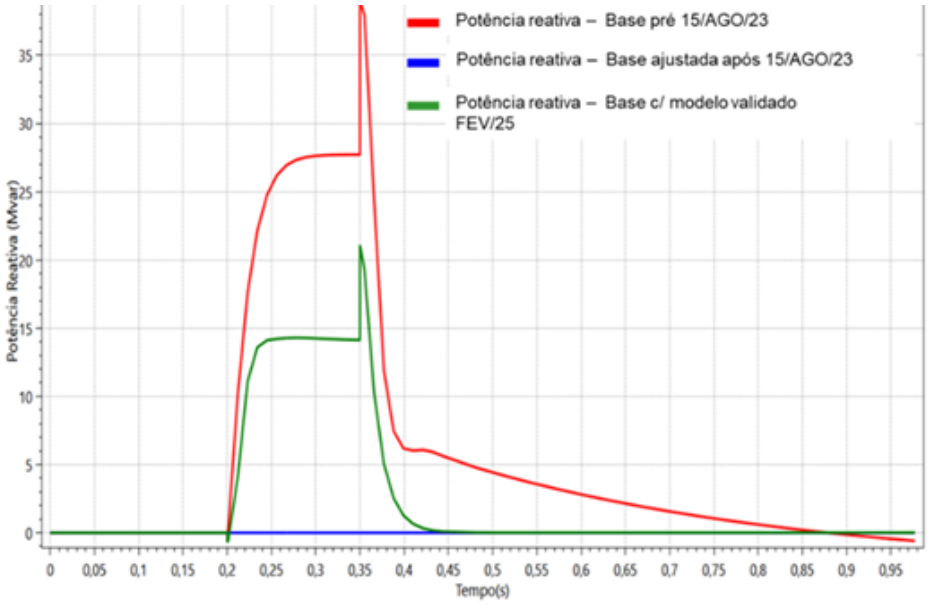
No Relatório de Análise da Perturbação de 15 de agosto de 2023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) constatou que "... o desempenho dos controles em campo, de usinas eólicas e fotovoltaicas, em especial no que tange à capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, foi inferior ao representado nos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes e incorporados na base de dados oficial de transitórios eletromecânicos do SIN". Essa constatação levou o ONS a promover ajustes nos referidos modelos, buscando maior aderência entre os resultados das simulações e o comportamento efetivamente observado durante o evento.

Desde então, a base oficial de transitórios eletromecânicos passou por modificações voltadas a reproduzir de forma mais realista o desempenho dessas plantas, especialmente no que se refere ao suporte dinâmico de potência reativa durante faltas. Como consequência, a contribuição dessas unidades ao suporte reativo em condições de curto-circuito foi reduzida e, em alguns casos, temporariamente desabilitada.

Esses ajustes resultaram em aumento das restrições elétricas e maior dificuldade de inicialização e convergência das simulações, sobretudo em cenários com elevada participação de geração renovável variável. Tais fatores trouxeram novos desafios ao planejamento da expansão da transmissão, diante da incerteza associada não apenas aos modelos de geração, mas também ao próprio diagnóstico do sistema obtido a partir dessas representações.

Com o intuito de exemplificar as modificações introduzidas e as incertezas associadas, a Figura 4-1 apresenta a injeção de corrente reativa durante curto-circuito para uma planta de geração renovável variável, em três bases de dados oficiais publicadas sequencialmente: a anterior a 15/08/2023; a base ajustada logo após o evento; e a base revisada em fevereiro de 2025, já contendo substituição parcial de modelos ajustados por versões validadas por fabricantes.

Figura 4-1 – Potência reativa de um modelo de usina renovável variável – evolução a partir de agosto de 2023



Observa-se que o modelo ajustado logo após o evento (curva azul) teve sua injeção automática de potência reativa durante falta desativada, resultando em contribuição nula nesse período. Posteriormente, com a validação do modelo pelo fabricante (curva verde), essa funcionalidade foi restabelecida, permitindo que a planta voltasse a injetar corrente reativa durante o defeito – ainda que em níveis inferiores aos observados na base anterior a 15/08/2023 (curva vermelha).

Diante desse contexto e das dificuldades enfrentadas para conclusão do processo de validação dos modelos oficiais[23], a EPE e o ONS envidaram esforços conjuntos, ao longo de 2025, para o desenvolvimento de uma Base de Dados para Estudos de Planejamento. Essa iniciativa visa permitir que as análises de médio e longo prazo considerem modelos coerentes com o comportamento real das plantas e compatíveis com os normativos vigentes, mitigando ainda

[23] Até a data de escrita desta seção, o percentual de modelos validados na Base de Dados do SIN é de 25% das usinas eólicas e de 12% das usinas fotovoltaicas.

problemas de inicialização, convergência e instabilidade numérica observados nas bases disponibilizadas após agosto de 2023.

O trabalho utilizou modelos de referência, um eólico e outro fotovoltaico, já validados por fabricantes, que serviram de base para calibração das demais usinas ainda não validadas e com modo de falta desabilitado. Esses modelos foram ajustados de modo a assegurar que o desempenho das plantas fosse, no mínimo, compatível com os requisitos técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, especialmente quanto à injeção de corrente reativa durante faltas e ao suporte dinâmico de tensão.

A base de dados de planejamento teve sua primeira versão divulgada em agosto de 2025 e apresentou ganhos significativos para o desempenho elétrico durante falta observado nos estudos do SIN, com melhoria também da estabilidade numérica e da convergência das simulações em cenários de elevada participação renovável.

Cabe destacar que essa base de dados tem caráter complementar à base oficial de transitórios eletromecânicos mantida pelo ONS, destinando-se mais especificamente às análises de médio e longo prazo no âmbito do planejamento da transmissão do SIN. Sua utilização contribui para a formulação de recomendações de reforços e expansões com menor custo de arrependimento e pode, adicionalmente, subsidiar a identificação de oportunidades de aprimoramento nos sistemas de controle e de conexão das plantas renováveis, o que poderá ampliar a recomposição do suporte de potência reativa e robustecer o controle de tensão do SIN.

Avanços adicionais nessa temática são esperados a partir da continuidade do processo de validação dos modelos oficiais, em andamento conforme as providências estabelecidas no Relatório de Análise da Perturbação – RAP 0012/2023.

iv. Adoção de novas tecnologias de transmissão – HVDC VSC

Diante dos desafios anteriormente apresentados, além da tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*), o planejamento da transmissão também considerou, para o novo bipolo, 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 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 realizou 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 Tomada de Subsídios foi avaliar a viabilidade e identificação de condicionantes para aplicação desse tipo de tecnologia no SIN considerando as características específicas do bipolo Nordeste II, bem como identificar a melhor forma de aplicação que atenda às necessidades do sistema brasileiro de modo a garantir confiabilidade e segurança para a operação futura.

Com base nas informações obtidas, concluiu-se que uma configuração de referência capaz de possibilitar o fornecimento competitivo da solução por múltiplos fabricantes, e que tivesse

demonstração de evidências práticas de implantação em projetos internacionais, seria a configuração composta por conversores VSC em todos os terminais do bipolo; constituídos de submódulos 100% *Half-bridge*; com proteção contra defeitos (sobretudo curtos-circuitos na linha CC) possibilitada pela abertura de disjuntores CA, seguida de sequência de eventos internos ao sistema HVDC. Tais sistemas podem atingir, atualmente, tensões nominais de até 525 kV e potências nominais de 3 GW e, segundo informações recebidas dos fabricantes, podem evoluir para a configuração de até 600 kV/ 3,4 GW ou 640 kV/ 3,6 GW, nos próximos anos, se houver crescimento na demanda por esse tipo de solução pelo mercado, mediante desenvolvimentos tecnológicos adicionais, já avaliados no âmbito de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) das companhias.

Em resumo, a tomada de subsídios permitiu, além da identificação de condicionantes técnicos e econômicos para aplicação da tecnologia VSC com linhas aéreas de longo comprimento no SIN, a coleta de informações técnicas para desenho das especificações básicas do projeto, visando aproveitamento do potencial da tecnologia, sobretudo para mitigação de interações *multi-infeed* e de suporte à estabilidade de tensão e frequência em regiões com elevada penetração de IBRs (*Inverter-Based Resources*), características dos sistemas Sudeste e Nordeste, onde estarão conectados os terminais do novo bipolo.

Cabe ressaltar que o apoio fornecido pela indústria ao planejamento, no âmbito da Tomada de Subsídios sobre a tecnologia VSC, foi fundamental para a identificação e construção de soluções de planejamento aderentes 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.

v. Contexto internacional do mercado HVDC e incertezas para o fornecimento de soluções

O estudo também considerou as incertezas do mercado internacional no que se refere ao fornecimento de equipamentos HVDC, atualmente marcada por gargalos de produção e alta demanda global por projetos de interligação e integração de renováveis.

Nesse sentido, foram analisados três cenários futuros para esse mercado, que podem influenciar diretamente na tomada de decisão quanto a solução a ser implantada no SIN:

- Cenário Inferior: Nesse cenário, considera-se limitação no desenvolvimento da tecnologia, em função de demanda comercial crescente por soluções padronizadas, dentro do atual estado da arte (525 kV / 3.000 MW), com prioridade para fornecimentos que demandem menor esforço em desenvolvimento adicional (visando ganhos de escala), com risco de restrição de recursos humanos e/ou capacidade fabril para desenvolvimento de projetos customizados;

- Cenário de Referência: Nesse cenário, considera-se evolução gradual da demanda por soluções comerciais em níveis de tensão e potência mais elevados (600 – 640 kV / 3.000 - 3.400 – 3.600 MW), que podem impulsionar investimentos em P&D e desenvolvimento de *upgrades* tecnológicos pela indústria;

- Cenário Superior: Nesse cenário, considera-se avanços tecnológicos significativos, viabilizando soluções comerciais competitivas em 800 kV e potências superiores, possibilitando ganhos de eficiência para os projetos.

Nesses três cenários de sensibilidade futuros foi mantida a potência nominal do HVDC em 3000 MW, por este já ser um valor compatível com as necessidades sistêmicas mapeadas no estudo e por se entender que este valor já estaria num limite seguro para garantir desempenho

adequado da rede, durante bloqueio do bipolo, considerando a configuração de rede e cenários avaliados.

Para cada cenário, considerando o nível de tensão nominal das conversoras, foram concebidos projetos específicos de linha de transmissão, visando garantir o atendimento dos critérios de perda e queda de tensão máximas, em valores em torno de 5% e 6%.

As soluções concebidas para os três cenários podem ser consideradas equivalentes do ponto de vista técnico-econômico, com variações marginais de custo de investimento e perdas. Assim, apesar de selecionada como recomendação referencial a solução em 600kV, nada impede que o fornecimento do equipamento seja feito em nível de tensão diferente (525kV, 640kV ou 800kV), a depender das condições de fornecimento de mercado vigentes no momento da licitação e/ou do desenho de leilão a ser adotado.

Dessa forma, foi possível oferecer mais flexibilidade para o processo de licitação da solução, com vistas a mitigar riscos associados às incertezas da evolução do mercado HVDC nos próximos anos.

vi. Modelos para representação de soluções HVDC-VSC e realização de estudos de desempenho

A ausência de modelos oficiais validados para conversores VSC constituiu um desafio relevante à realização das análises dinâmicas deste estudo. Tal fato dificultou, inclusive, o desenvolvimento de modelos genéricos, em virtude da ausência de um benchmark a ser utilizado como referência para comparação de resultados.

Para contornar esse desafio, a EPE desenvolveu, no início do estudo, um modelo simplificado, baseado em referências técnicas internacionais, para ser utilizado nas análises de transitórios eletromecânicos e, posteriormente, realizou a contratação do CEPEL para desenvolvimento do modelo completo a ser empregado no programa ANATEM®. Até o momento da conclusão da primeira versão do relatório EPE-DEE-RE-071-2025, o modelo desenvolvido pelo CEPEL foi considerado bem representativo para fenômenos decorrentes de eventos na rede CA, externa ao HVDC. Entretanto, avanços na modelagem ainda são necessários para garantir a representação adequada do comportamento do equipamento em situações de defeito na linha de transmissão em corrente contínua (LT CC).

Da mesma forma, a EPE buscou aprimorar um modelo benchmark disponível na biblioteca do programa PSCAD, para análises do tipo EMT (*Eletromagnetic Transient*), buscando apoio dos fabricantes para tornar sua resposta mais próxima do comportamento real esperado, especialmente para a aplicação de faltas na LT CC. Avanços obtidos, incluindo a inserção de elementos adicionais na rede CC, possibilitaram que essa modelagem se tornasse funcional e compatível com o desempenho esperado para o equipamento, trazendo evidências da viabilidade técnica da solução de referência recomendada no estudo.

Reconhecendo as limitações da utilização de modelos genéricos para estudos de detalhamento, a EPE reforça a importância da realização de estudos técnicos complementares, destinados a aprofundar as análises dinâmicas com foco no sistema CC, com modelos realistas, se necessário pelos próprios fabricantes de equipamentos[24], de modo que estes possam demonstrar a efetividade de suas soluções específicas de projeto, para atendimento aos requisitos de desempenho do SIN. Tal recomendação torna-se ainda mais relevante diante do ineditismo da aplicação, que utiliza linhas aéreas longas, com comprimento superior a 1.000 km (maior das Américas e Europa), bem como pela proximidade do terminal Angicos com

[24] Em caso de dificuldades de compartilhamento dos modelos, por questão de confidencialidade e proteção ao segredo industrial.

diversos parques de geração eólica e solar, tornando essencial a avaliação de possíveis interações entre inversores.

vii. Outras opções tecnológicas avaliadas

Além da solução HVDC-VSC, identificada como a mais efetiva do ponto de vista técnico-econômico para a aplicação atual no SIN, foram avaliadas alternativas, baseadas em novas tecnologias (ainda não aplicadas ao SIN).

Para soluções em corrente contínua, foram mapeadas como novas a tecnologia HVDC-VSC ponto a ponto; as soluções híbridas, baseadas no uso de conversores LCC e VSC no mesmo sistema HVDC; e as soluções tipo multiterminal (redes HVDC com mais de dois terminais para injeção ou absorção de fluxo e potência na rede externa), nas tecnologias LCC e VSC. Além disso, para soluções em corrente alternada, foi mapeada a possibilidade de adoção de sistemas com tensão nominal de 1000 kV.

As soluções híbridas, baseadas no uso de conversores LCC e VSC no mesmo sistema HVDC e as soluções HVDC-VSC multiterminal foram descartadas do estudo, a primeira por baixa efetividade para atendimento às necessidades do SIN - dado que a conexão do terminal Angicos em rede com elevada inserção de IBRs e a conexão do terminal Itaporanga 2 em rede em configuração *multi-infeed* favorecem a adoção de conversoras VSC em ambos os terminais do bipolo - e a segunda por questões técnicas, associadas aos desafios de proteção e seus impactos na confiabilidade da rede CC, sem contar com os maiores custos da solução, que requer o comissionamento de um número maior de conversores – equipamentos de elevado valor unitário.

As demais tecnologias, quais sejam, soluções HVDC-LCC multiterminal e soluções em 1.000kV em corrente alternada, foram avaliadas no estudo, porém, apesar de tecnicamente funcionais, não se mostraram atrativas do ponto de vista econômico.

Conclusões do Estudo

Em linhas gerais, para garantir a expansão da capacidade de exportação da região Nordeste, bem como o aumento da capacidade de importação da região Sul, nos montantes necessários, foi recomendada a implantação de um novo sistema HVDC-VSC ponto a ponto, denominado bipolo Nordeste II, interligando a região Nordeste, a partir da SE Angicos (no estado do Rio Grande do Norte), à região Sudeste, a partir da SE Itaporanga 2 (no estado de São Paulo, divisa com o Paraná), além de ampliações adicionais na malha de transmissão existente, que se estendem até o subsistema Sul. A Figura 4-2 apresenta um diagrama esquemático das referidas expansões de rede.

Figura 4-2 – Diagrama esquemático das expansões de rede recomendadas



A solução completa contempla ampliações em corrente alternada nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul para escoamento de potência, incluindo novas linhas de transmissão, recapacitações e novas transformações; além de novos elementos de compensação síncrona variável nas regiões Nordeste e Sudeste (7 x -200/300Mvar) e um novo eixo de transmissão HVDC-VSC 600 kV/3 GW de 2.500 km de extensão.

O valor total de investimentos associados perfaz aproximadamente R$ 26,5 bilhões em novas instalações de Rede Básica. Deste total R$ 25 bilhões estão associados às recomendações determinativas de planejamento, previstas para o ano 2033, e R$ 1,5 bilhões estão associados às obras indicativas, previstas inicialmente para o ano 2035 e cuja necessidade deverá ser continuamente avaliada pelo planejamento no horizonte de médio/longo prazo. É importante destacar que do total de investimentos necessários, aproximadamente 65% - o equivalente a R$17,1 bilhões - estão associados às instalações CC.

As avaliações realizadas em regime permanente e em regime dinâmico indicam que as obras recomendadas, em conjunto com as obras planejadas já licitadas, devem proporcionar o atingimento de 24 GW de capacidade máxima de exportação total para a região Nordeste, bem como capacidade máxima de importação para a região Sul da ordem de 17 GW, a partir da entrada em operação das obras recomendadas para o ano 2033. Adicionalmente, as obras recomendadas para o horizonte indicativo, a partir do ano 2035, devem proporcionar o alcance de 18 GW para a capacidade de importação da região Sul.

4.2.2 Atendimento a grandes cargas no SIN

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, destacando-se a via da eletrólise. Essa rota

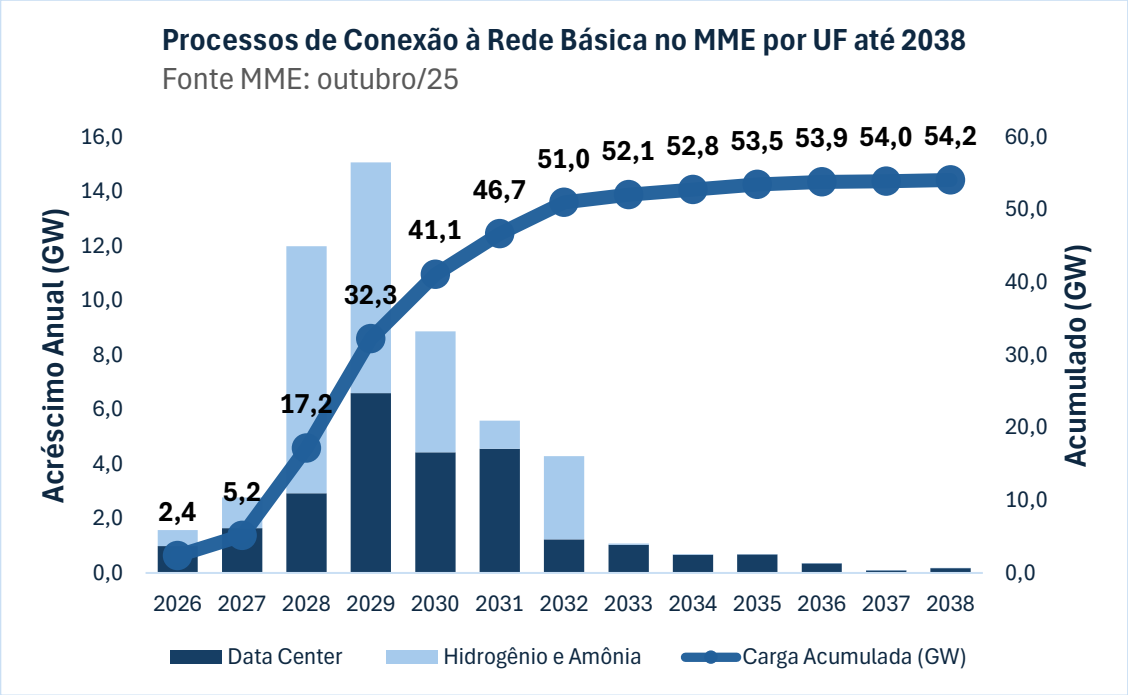
corresponde a aproximadamente 70% da capacidade de produção dos projetos de hidrogênio de baixa emissão de carbono anunciados globalmente[25].

Com o objetivo de ganhar competitividade, se observa uma tendência de desenvolvimento de projetos de produção de hidrogênio cada vez maiores, chegando a centenas de MW nos próximos anos, com projetos na escala dos GW representando cerca de 75% da capacidade global anunciada para 2030[25].

De forma análoga, a crescente digitalização da economia, aliada ao rápido avanço da inteligência artificial, têm aumentado a demanda por armazenamento, processamento e distribuição de dados, realizada pelos *data centers*, o que tem levado a um crescimento vertiginoso do número de projetos desse tipo no Brasil. Para conseguir gerir uma grande quantidade de informações, essas instalações consomem valores muito elevados de energia elétrica, principalmente para refrigeração de equipamentos.

De fato, desde 2024 tem sido observado um crescente número de projetos de *data centers* e de hidrogênio interessados em se conectar à Rede Básica. Informações sobre projetos que protocolaram processo de conexão à Rede Básica junto ao MME mostram a evolução do crescimento das grandes cargas ao longo dos próximos anos, conforme pode ser visualizado na Figura 4-3. É importante destacar que esses são números relativos a processos de conexão protocolados no MME.

Figura 4-3 – Potência Instalada de projetos com processo de conexão à Rede Básica no MME por UF até 2038



Fonte: MME, data base outubro de 2025.

Somados, os processos de conexão de grandes cargas à Rede Básica no Brasil totalizam 54,2 GW até 2038, sendo 26,3 GW de projetos de *data center* e 27,9 GW de plantas relacionadas à indústria de hidrogênio. Isso representa um valor expressivo, equivalente a aproximadamente

[25]Conforme: https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf

52% do pico de carga nacional atual, de cerca de 104 GW, registrado em fevereiro de 2025 pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

No que se refere aos projetos de *data centers*, se verifica neste PDE um aumento substancial em relação ao PDE 2034 tanto da potência instalada total – que passou de 2,5 GW para 26,3 GW – quanto do quantitativo de projetos – que passou de 12 para 77. A elevação dos números reflete o rápido crescimento recente da inteligência artificial e de uma maior digitalização da economia, que elevou a demanda pela implantação de data centers.

Por sua vez, quando comparados aos números do PDE 2034, foi verificada uma redução da potência instalada total de plantas de hidrogênio com processos no MME, que passou de 35,9 GW para 27,9 GW. Essa diminuição é explicada pelo fato de vários grandes projetos terem reduzido sua expectativa de crescimento futuro, no horizonte de mais longo prazo. Embora tenha havido uma diminuição da potência instalada total, se verifica um aumento no quantitativo de projetos, que saltou de 9 para 24 projetos. A volatilidade desses números corrobora a visão apresentada pela IEA[26] de que ainda há uma elevada incerteza quanto à concretização de projetos em escala global, o que é natural em mercados em maturação, como é o caso da indústria de hidrogênio de baixa emissão de carbono.

Os valores de potência instalada apresentados consideram processos de conexão protocolados no MME até outubro de 2025. Cabe registrar que a concretização efetiva desses projetos no horizonte decenal está sujeita à múltiplos condicionantes. No caso dos data centers, embora o crescimento seja impulsionado pela digitalização da economia e pelo avanço da inteligência artificial, a maturação dos projetos depende de fatores como disponibilidade de infraestrutura de telecomunicações, viabilidade econômico-financeira, incentivos oferecidos por políticas públicas (Projeto de Lei nº 278/2026, que trata do REDATA) e atendimento às novas regras de garantias para conexão. Para os projetos de hidrogênio, além das incertezas de mercado globais apontadas pela IEA, a viabilização depende da consolidação da cadeia produtiva nacional, da competitividade econômica e do desenvolvimento de mercados consumidores.

Adicionalmente, quatro gatilhos regulatórios nacionais possuem potencial de impactar significativamente a distribuição geográfica e a viabilidade dos projetos: (i) o REDATA (MP 1318/2025 e o respectivo Projeto de Lei 278/2026 instituído em seu lugar), que prevê redução nas obrigatoriedades de contrapartidas para empreendimentos nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, constituindo sinal locacional relevante para data centers; (ii) o REHIDRO (Lei nº 14.948/2024), que permite acumulação de benefícios fiscais do REIDI com os de Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs), podendo direcionar geograficamente projetos de hidrogênio; (iii) o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC, Leis 14.948/2024, 14.990/2024 e 15.269/2025), que incentiva a produção e consumo de hidrogênio de baixa emissão de carbono em território nacional através da concessão de créditos fiscais; e (iv) o Marco das Eólicas Offshore (Lei nº 15.097/2025), cujos Arts. 9º, §§ 5º e 6º estabelecem procedimentos para integração ao SIN considerando disponibilidade de pontos de interconexão, podendo demandar reorganização geoelétrica para atendimento dessas cargas.

Cumpre registrar, ainda, o impacto da REN 1122/2025, que alterou a REN 1017/2022 em maio de 2025, introduzindo nova lógica de aporte de garantias para conexão de grandes cargas à Rede Básica. Essa alteração visa evitar protocolos especulativos e sinalizar adequadamente o planejamento seguro de expansão, com potencial de suavização das entradas de cargas e maior previsibilidade para o planejamento da transmissão.

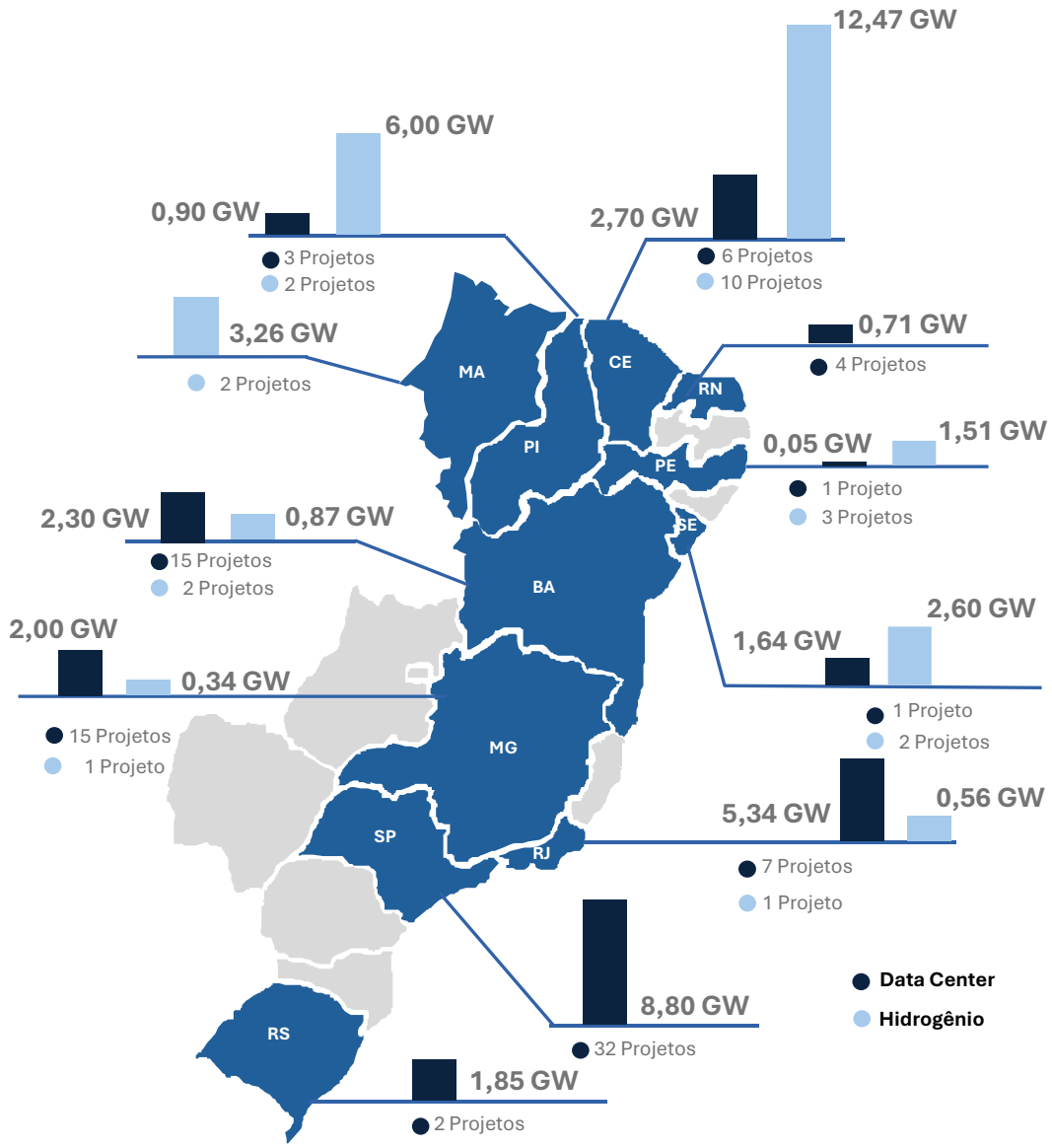
Nesse contexto, os estudos prospectivos em desenvolvimento pela EPE para as regiões de São Paulo, Rio Grande do Sul e Nordeste contemplarão cenários de probabilidade de implantação dos projetos, bem como identificação de oportunidades de conexão escalonáveis e

[26] Conforme: https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf

alavancadas, incluindo: (i) subestações com bays sobressalentes atualmente ou passíveis de incremento; (ii) subestações com áreas contíguas passíveis de expansão; (iii) eficácia de extensão de vida útil física de ativos em fim de vida útil regulatória em pontos estratégicos; e (iv) linhas de transmissão com potenciais de repotenciação e/ou aplicação de *Dynamic Line Rating* (DLR) em corredores críticos.

Com relação à localização dos empreendimentos, a Figura 4-4 mostra o quantitativo de projetos por unidade federativa, classificadas por tipo (*data center* ou hidrogênio).

Figura 4-4 – Quantitativo de projetos por UF e por tipo, ano de 2038



Fonte: MME, data base outubro de 2025.

Verifica-se uma concentração locacional dos projetos de *data centers* no estado de São Paulo, que detém 32 dos 86 projetos, totalizando aproximadamente 8,8 GW. Essa concentração deve-se, em parte, ao destaque da economia paulista no cenário nacional e à existência de uma rede robusta de cabos submarinos de fibra ótica na costa da região Sudeste. Já a região Nordeste se

desponta nos projetos de plantas de hidrogênio, concentrando 21 dos 23 projetos, em um total da ordem de 26,7 GW.

Devido a essa concentração locacional, encontram-se em andamento estudos de expansão da transmissão para robustecer, principalmente, a rede de transmissão do estado de São Paulo e da Região Nordeste, de forma a viabilizar a conexão de parte desses projetos.

Atendimento a grandes cargas em São Paulo: Data centers

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, constaram da Programação de Estudos do ano de 2024 dois estudos de expansão da transmissão que abrangem essas regiões: i) Reforço do sistema da região central da cidade de São Paulo (parte 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 [27] 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* (cerca de 500 MW).

A Parte I do estudo ii) foi concluída em dezembro de 2024 [28] e recomendou um conjunto de reforços que envolvem as subestações de Bom Jardim, Fernão Dias e Poços de Caldas, além de aumento de capacidade de LTs de 440 kV da ISA-CTEEP, liberando margem para conexão de projetos nessa região que se encontram em fase de pedido de acesso à Rede Básica (algo entre 800 MW e 1 GW, a depender do ponto de conexão pretendido).

No que diz respeito à Parte II do estudo i) (Região Central), encontra-se em andamento e deve ter como resultado a indicação de soluções estruturais para cerca 2,0 GW adicionais de carga.

Com relação à Parte II do estudo ii) (Campinas e Bom Jardim), também se encontra em andamento e deve ter como resultado a indicação de soluções estruturais para cerca de 5,0 GW adicionais de carga.

Para o estado do Rio Grande do Sul, tendo em vista o projeto com Portaria do MME que considera uma demanda total de 1,9 GW, porém com previsão de expansão até 5,0 GW, consta da programação de estudos de 2025 o "Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas de *Data Centers* no Estado do RS".

Atendimento a grandes cargas na Região Nordeste: Hidrogênio e data centers

Tendo em vista a maior concentração dos projetos de hidrogênio na região Nordeste, bem como de projetos de grande porte de *data centers* nessa região, está em elaboração o "Estudo prospectivo para inserção de grandes cargas na Região Nordeste", que consta da Programação de Estudos do ano de 2025 [29].

Cabe destacar que os estados do Ceará e Piauí se destacam como os de maior potência instalada para grandes cargas, somando projetos de hidrogênio e de *data centers*, com respectivamente 18,5 GW e 3,6 GW.

[27] Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/EPE-DEE-RE 006_2024.pdf
[28] Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/EPE-DEE-NT-038-2024.pdf
[29] Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/programacao-anual-de-estudos

O estudo em desenvolvimento pela EPE tem uma visão prospectiva que recomendará reforços na rede que possam ser escalonáveis, visando trazer maior segurança para a tomada de decisão de investimento na rede de transmissão nacional.

Conforme diretrizes enviadas pelo MME à EPE no início de 2025, esse estudo deverá aumentar em 4 GW a capacidade existente de conexão de carga na região Nordeste. Essa diretriz foi o resultado de uma ampla articulação interministerial com as demais instituições do setor elétrico e outros *stakeholders* do setor de geração, transmissão e do setor de consumo ocorrida ao longo de 2024.

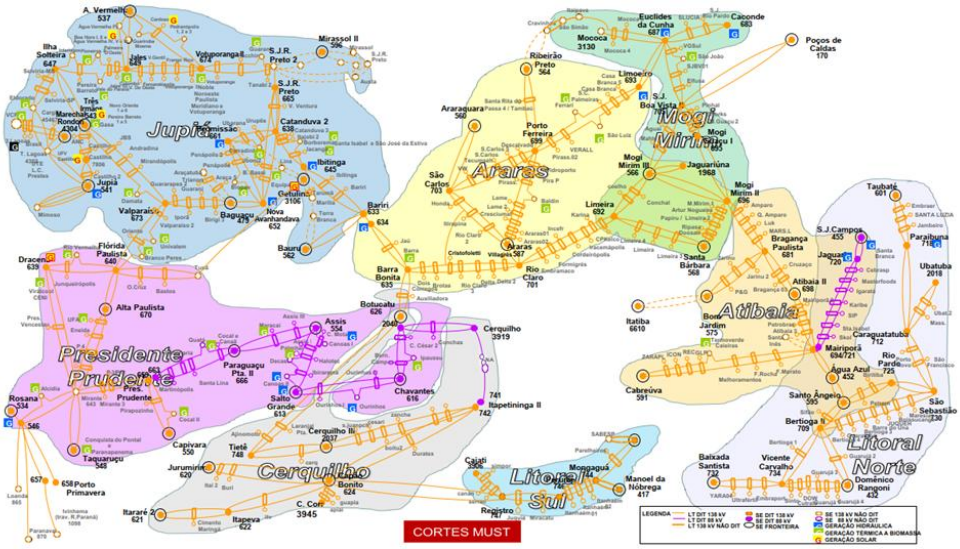
Cabe notar que essa margem de 4 GW poderá ser tanto ocupada por projetos de hidrogênio como por projetos de *data centers*.

4.2.3 Estudo de aumento de confiabilidade e introdução de novas tecnologias

O estado de São Paulo compreende a maior rede do país classificada como Demais Instalações de Transmissão – DIT. Essa rede tem assumido um papel cada vez mais relevante no atendimento às cargas de grandes distribuidoras locais, com uma dinâmica diferenciada de comportamento, sendo impulsionada pelas solicitações de novos empreendimentos de consumidores *data centers,* seja por conexão diretamente nessas redes, seja por conexão nas redes de distribuição.

Em razão dessa dinâmica diferenciada, foi realizado o estudo de Reforços na Rede DIT de São Paulo – Parte II, concluído em julho de 2025, que buscou garantir o pleno atendimento e o crescimento das cargas das Concessionárias de Distribuição locais (CPFL Paulista, Neoenergia Elektro e Energisa S/SE), com maior enfoque nas regiões de Araras, Atibaia e Mogi Mirim. Essas regiões têm enfrentado restrições para pedidos de aumento de MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) por essas distribuidoras.

Figura 4-5 – Diagrama elétrico da região da Rede DIT de SP

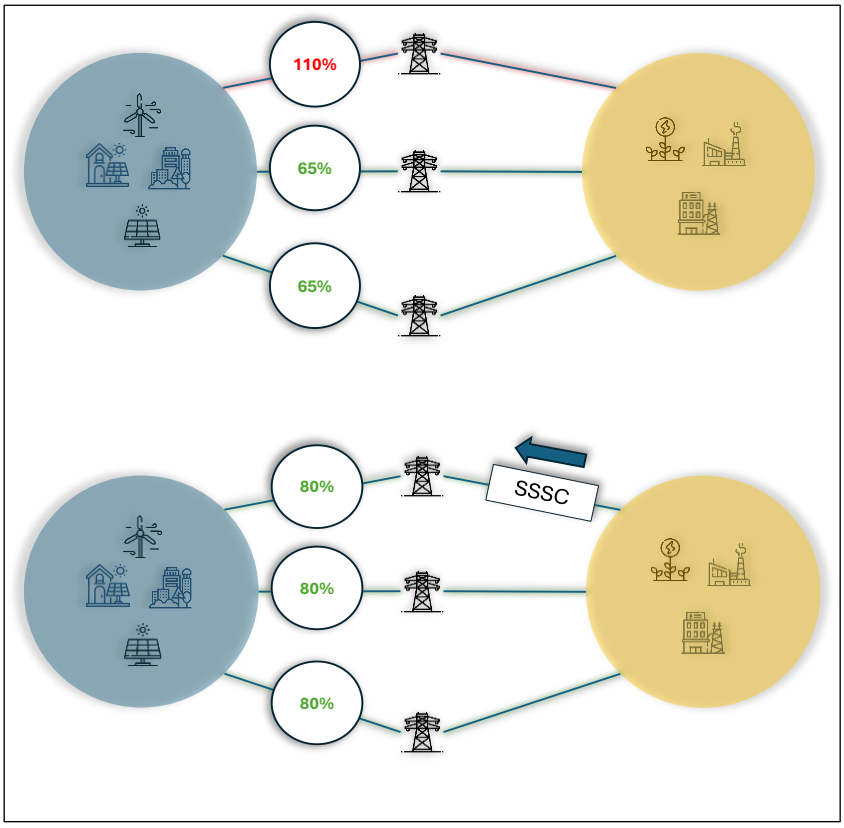


Fonte: ONS.

Tendo em vista o porte do sistema DIT analisado e em linha com a visão de inovação tecnológica, entendeu-se como oportuno avaliar como alternativa de solução os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), denominados SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), que foram objeto de recomendação na Parte I desse mesmo estudo das DITs de São Paulo.

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 4-6.

Figura 4-6 – Exemplo de aplicação do SSSC para controle de fluxo em linhas de transmissão



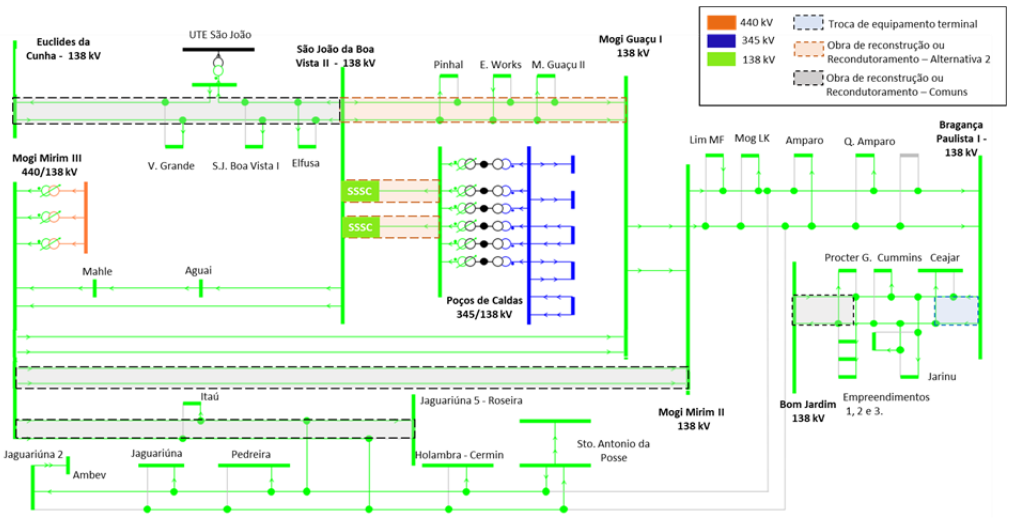
Fonte: Elaboração EPE.

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.

Como resultado desse estudo, dentre outras obras estruturantes, recomendou-se um novo conjunto de equipamentos SSSC, agora a serem instalados em série com a LT 138 kV Poços de Caldas - São João da Boa Vista II C1 e C2. Essa linha de transmissão tem sido o principal gargalo, em temos de sobrecarga, para o atendimento às distribuidoras locais.

Considerando a capacidade de controle de fluxo proporcionada pelo equipamento SSSC, a expectativa é que essa solução possibilite a contratação de aumento de carga pelas distribuidoras em um prazo mais reduzido, dado que o prazo de implantação esperado para a esse dispositivo é sensivelmente inferior às demais obras, como as obras de repotenciação de linhas existentes. Adicionalmente, o SSSC pode atuar de forma sinérgica à aplicação de DLR para ampliação de carga em curto prazo.

Figura 4-7 – Solução com aplicação do SSSC para controle de fluxo no sistema DIT 138 kV de São Paulo



Por fim, importante destacar que a EPE segue avaliando as potenciais aplicações desse equipamento, inclusive, considerando a recomendação dessa nova tecnologia na Rede Básica.

4.2.4 Eliminação/redução dos encargos de serviço de sistema

Solução estrutural para resiliência do atendimento a Roraima

A interligação de Roraima ao SIN foi definida pela EPE no "Estudo da Interligação Boa Vista – Manaus", emitido em 2011. À época, previa-se que a interligação de Roraima ao SIN fosse finalizada em 2015, porém, devido a uma série de dificuldades no licenciamento ambiental do empreendimento, que tem parte do traçado da linha de transmissão localizado na terra indígena Waimiri-Atroar, houve postergação de sua entrada em operação, que está prevista para o segundo semestre de 2025.

Após a interligação de Roraima ao SIN, o ONS operará essa interligação com restrições de importação de potência. Essas restrições são impostas por critérios dos Procedimentos de Rede em caso de ocorrência de contingência dupla dos dois circuitos da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, de tal forma que o montante de importação de Roraima por meio desta interligação estará limitado a cerca de 55% da demanda máxima local. Dessa forma, será necessário manter aproximadamente 45% do suprimento local por meio de geração interna no subsistema, de forma similar ao que que atualmente ocorre na operação da interligação Xingu – Lechuga, que atende os Estados do Amazonas e Amapá.

Neste sentido, o MME solicitou à EPE 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 "*com o intuito de evitar a manutenção de reserva operativa de custo elevado no Estado de Roraima mesmo após a entrada da Linha de Transmissão que interliga as capitais Manaus (AM) e Boa Vista (RR), o que permitiria o atendimento ao critério N-2.*"

Nesse sentido, a EPE iniciou no segundo semestre de 2025 a elaboração de estudo complementar ao estudo de atendimento ao Amazonas e Amapá, focado em soluções que permitam prescindir de despacho térmico em Roraima por razões de confiabilidade.

O estudo conta com participação da distribuidora local, Roraima Energia, cujo apoio é fundamental para definição de pelo menos mais um ponto de suprimento de Rede Básica para o estado e a possível interligação de sistemas isolados no estado de Roraima.

Além dos desafios técnicos, o estudo contará com imensos desafios socioambientais, já que a LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista passa pela terra indígena Waimiri-Atroari, e que desviar dessa terra indígena poderia implicar em impactos em outras terras indígenas e/ou unidades de conservação de proteção integral. A Figura 4-8 mostra os desafios para a expansão da rede de transmissão que atende o estado de Roraima.

Figura 4-8 – Desafios para implantação de nova solução de transmissão para reforço do atendimento a Roraima



Estudos para a interligação ao SIN de sistemas isolados do Amazonas e Pará

No final do ano de 2024, o estado do Amazonas era a unidade de federação com o maior quantitativo de sistemas isolados, totalizando 95 localidades, enquanto o estado do Pará totalizava 19 localidades isoladas. O suprimento de energia elétrica na maioria desses sistemas é realizado por meio de geração local a combustíveis fósseis.

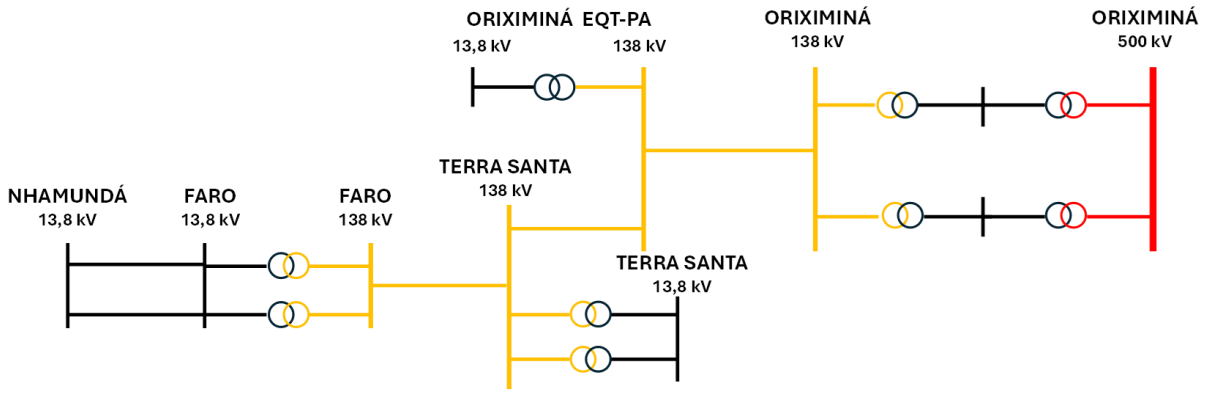
Com o intuito de estimular a busca pela eficiência econômica e energética para os sistemas isolados, e consequente redução estrutural da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a EPE publicou em junho de 2024 um estudo de "Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA", que avaliou o benefício econômico da interligação conjunta das três localidades.

No âmbito desse estudo, a EPE, o MME, a Amazonas Energia e a Equatorial Pará trabalharam em parceria para analisar a viabilidade dessa conexão. Em que pese a solução de interligação de Faro-PA e Terra Santa-PA já estivesse definida em estudo anterior da Equatorial Pará, avaliou-se a conexão de Nhamundá-AM a essa rede, o que demandou a alteração da solução inicialmente prevista para a interligação de Faro-PA e Terra Santa-PA, de forma a torná-la mais robusta, com consequente aumento do custo de investimento.

Nesse sentido, o estudo da EPE 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 4-9 mostra de forma esquemática a solução proposta, enquanto a Tabela 4-1 indica as estimativas de emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas com a interligação conjunta das três localidades, que chega a 637 mil tCO2eq considerando o período de 2028 a 2042.

Figura 4-9 – Diagrama esquemático da solução proposta



Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 4-1 – Estimativa de emissões de GEE da carga requerida no período de 2028 a 2042

Localidade	Emissões da carga requerida por UTE a diesel (mil tCO2eq)	Emissões da carga requerida pelo SIN (mil tCO2eq)	Emissões evitadas (mil tCO2eq)
Terra Santa-PA	367	41	326
Faro-PA	128	14	114
Nhamundá-AM	222	25	197
TOTAL	**717**	**80**	**637**

Fonte: Elaboração EPE.

Com base no estudo emitido pela EPE, o MME emitiu a Portaria MME Nº 852, de 29 de julho de 2025, que reconhece o novo valor de investimento estimado para as localidades de Terra Santa e Faro, já considerando a solução mais robusta definida pela Equatorial Pará, Amazonas Energia e validada pela EPE.

Além dessas localidades, está em elaboração pela EPE um estudo de benefício econômico para interligação conjunta das localidades de Água Branca e Creporizão, que se localizam no Sudoeste Paraense. Esse estudo também está sendo realizado em parceria com a Equatorial-PA que já compartilhou a solução proposta para a interligação conjunta dessas localidades. A EPE está analisando a solução e em breve irá emitir uma nota técnica com a análise de custo-

benefício e emissões evitadas, que subsidiarão o MME na aplicação de políticas públicas vigentes para redução estrutural da CCC.

Estudo para a integração dos sistemas isolados do Acre

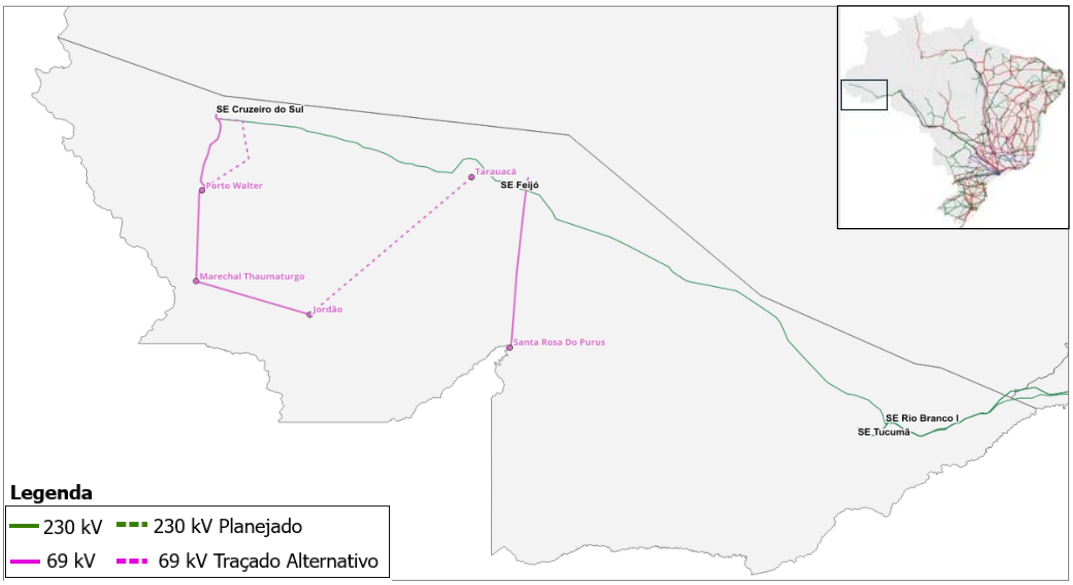
Com a publicação da Nota Técnica (EPE, 2023) a EPE concluiu a análise de viabilidade técnica e econômica da interligação ao SIN de três das quatro últimas localidades isoladas no estado do Acre, identificadas na Figura 4-10, que podem deixar de ser abastecidas por termelétricas a óleo diesel.

A Nota Técnica aponta a interligação dos municípios de Porto Walter, Marechal Thaumaturgo e Jordão. Dependentes e juntas, a conexão dessas três localidades ao SIN tem potencial para reduzir o valor a ser desembolsado pela CCC 5 anos após a data considerada para a interligação.

Em 2025 a EPE recebeu contribuições da distribuidora Energisa Acre com um refinamento dos custos, buscando uma maior aderência às características e desafios específicos para a implantação de linhas de transmissão nessas localidades.

O material encontra-se sob análise de diferentes áreas da EPE para uma revisão das análises, confirmando ou não a interligação prevista, e eventual posterior das outorgas das soluções consolidadas. O MME segue acompanhando e fomentando a interligação e transição energética.

Figura 4-10 - Trajetos estudados para interligação dos sistemas isolados no Acre



Fonte: Adaptado de (EPE, 2023).

4.2.5 Aumento da resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos

A EPE, em (EPE, 2023), realizou uma ampla pesquisa bibliográfica sobre resiliência, mudanças climáticas e adaptação, com o intuito de sistematizar as principais referências identificadas – incluindo 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 variam significativamente entre as regiões. Simultaneamente, a distribuição do parque gerador

também não é uniforme, tanto em termos espaciais quanto em capacidade instalada e nas características das fontes de geração. Estes fatores influenciam de maneira diferenciada a resiliência dos sistemas elétricos nas diferentes regiões e unidades da federação.

Com o intuito de aprofundar o entendimento sobre esses impactos, a EPE tem produzido *fact sheets* temáticos, que sintetizam informações relevantes sobre a relação entre mudanças climáticas e temas estratégicos para a resiliência do sistema elétrico nacional. Um desses documentos (EPE, 2025) aborda especificamente o sistema de transmissão, com o objetivo de apresentar os temas de forma clara e acessível, facilitando a compreensão por públicos diversos e servindo como base para o desenvolvimento de estratégias de adaptação.

Entre os diversos estudos de expansão da rede conduzidos pela EPE – que, em sua maioria, contribuem de forma indireta para o aumento da resiliência e da flexibilidade do sistema – alguns trabalhos foram desenvolvidos com foco explícito na adaptação às mudanças climáticas e no fortalecimento da resiliência, considerando as particularidades regionais. Dentre eles, destacam-se:

- **Acre e Rondônia**: através do estudo (EPE, 2024) foi recomendada a implantação de um novo eixo de transmissão e reforços no sistema para viabilizar a operação reversa do bipolo do Madeira e ampliar a capacidade de escoamento de energia desses estados, conforme ilustrado na Figura 4-11. Para a solução foram analisados cenários críticos de atendimento às cargas e foram especificados requisito especiais para minimizar cruzamentos de linhas de transmissão, como ilustrado na Figura 4-12. As obras determinativas já se encontram com seus processos de outorga em andamento, e as obras licitáveis foram objeto de licitação no Lote 4 do leilão de transmissão nº 4/2025;

- **Rio Grande do Sul**: modificação dos traçados de linhas e da localização de subestações previamente planejadas, com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade da infraestrutura a alagamentos e inundações. A iniciativa avaliou os riscos climáticos com o objetivo é reduzir incertezas e riscos de implantação, oferecendo recomendações que fortaleçam a infraestrutura frente a eventos climáticos extremos, conforme ilustrado na Figura 4-13. As recomendações ensejaram a revisão dos relatórios complementares R3 e R5 e foram objeto de licitação do Lote 3 do leilão de transmissão nº 4/2025;

- **Amapá, Amazonas e Roraima**: planejamento de novos circuitos com traçados afastados das linhas existentes, de modo a minimizar o risco de queda simultânea de múltiplos circuitos e os efeitos de eventos extremos no suprimento energético. Para mais detalhes, ver item 4.2.4 deste PDE;

- **Interligações regionais**: identificação de novos bipolos e reforços da rede que aumentem a flexibilidade operativa e a redundância do sistema, contribuindo para a robustez diante de eventos climáticos extremos. Para mais detalhes, ver item 4.2.1 deste PDE.

Figura 4-11 – Representação esquemática da solução para aumento da resiliência do sistema Acre e Rondônia

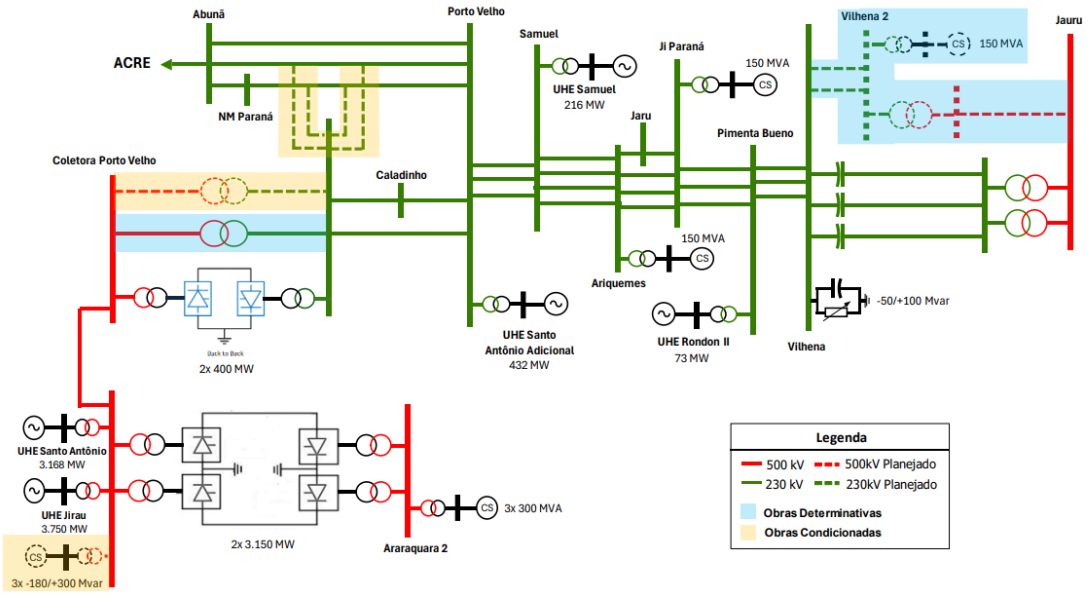


Figura 4-12 – Traçado e visualização referencial em 3D dos seccionamentos na SE Porto Coletora Porto Velho para evitar cruzamentos de LTs

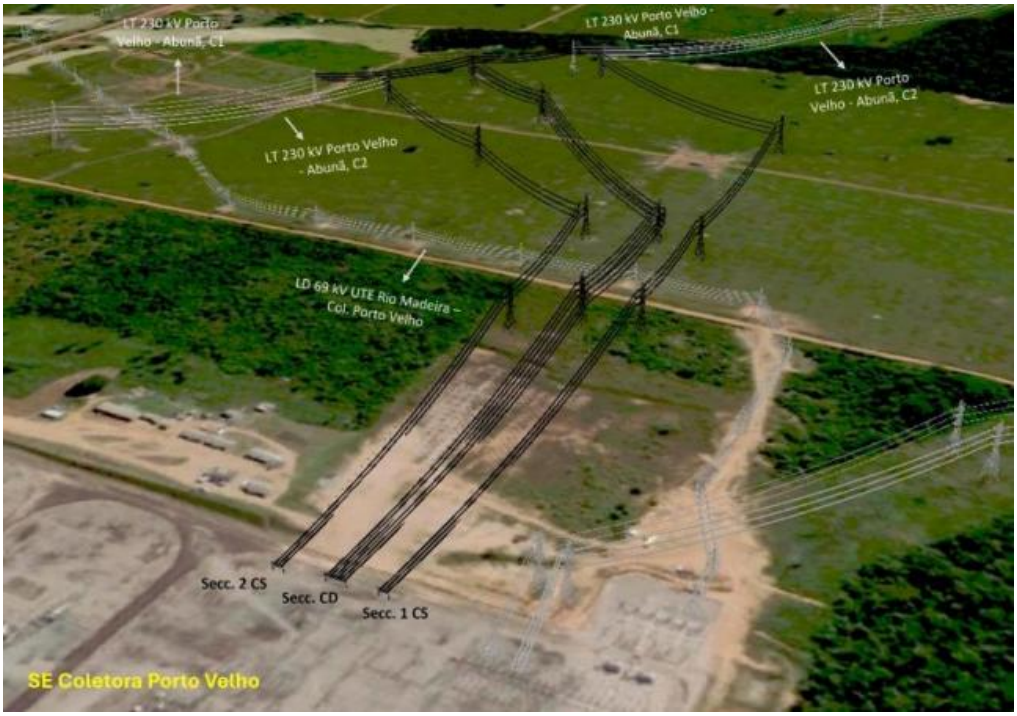
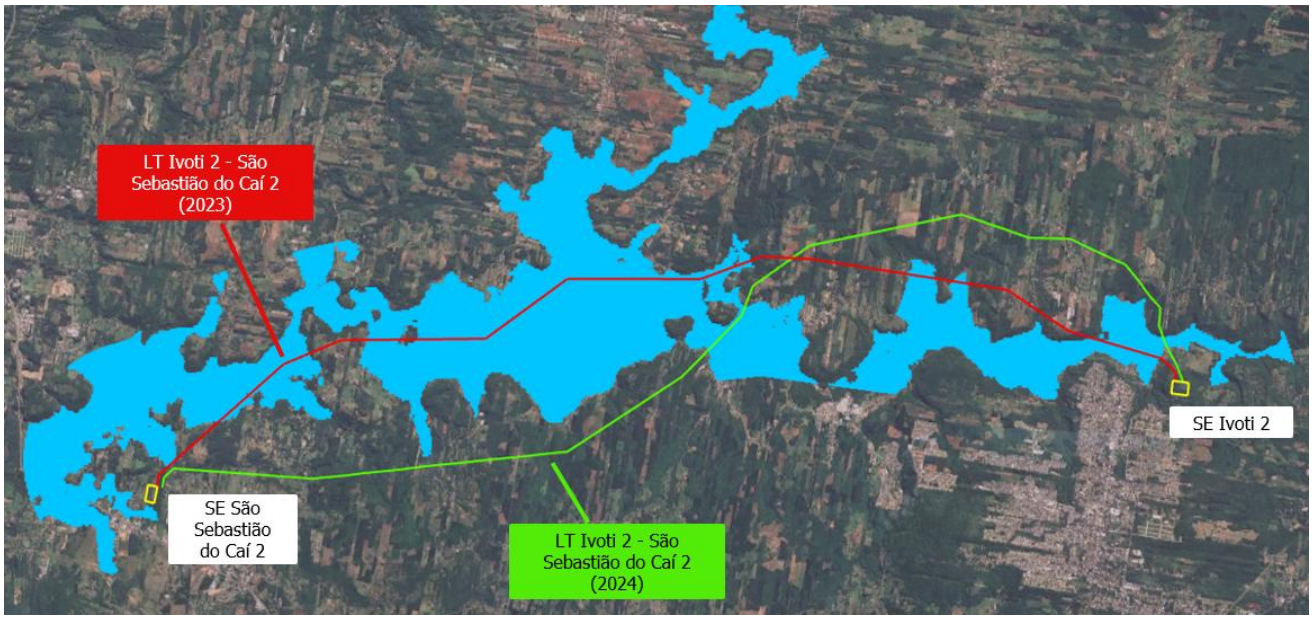


Figura 4-13 – Modificação da rota de referência da LT 230kV Ivoti - São Sebastião do Caí 2, C1, após análise das áreas alagadas pelas enchentes de 2024, para minimização de riscos



4.3 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 2035.

4.3.1 Configurações de rede analisadas

Para a realização das análises dessa seção, foram consideradas quatro configurações de referência para o SIN: (i) sistema existente; (ii) sistema planejado até 2030, considerando apenas obras já licitadas; (iii) sistema planejado, com operação prevista a partir de 2033, considerando obras a serem recomendadas pelos estudos em curso e (iv) sistema planejado, com operação prevista a partir de 2035, considerando obras a serem recomendadas pelos estudos em curso para o horizonte indicativo.

4.3.2 Impacto das obras planejadas nos limites das interligações

A Figura 4-14 ilustra a evolução da capacidade de exportação total da Região Nordeste ao longo do período de análise. Os resultados obtidos para o PDE 2035 são comparados com os resultados do PDE 2034, elaborado anteriormente à perturbação de 15 de agosto de 2023.

Observa-se a redução dos limites de intercâmbio projetados para o horizonte decenal no PDE 2035 em comparação ao esperado nos PDEs anteriores, o que reflete os desafios recentes associados à representação das usinas eólicas e solares nas simulações de estabilidade eletromecânica do SIN, indicados na seção 4.2.1.

Ainda assim, os resultados do PDE 2035 evidenciam a relevância das decisões já consolidadas no planejamento setorial, uma vez que os empreendimentos de transmissão licitados possibilitam a elevação da capacidade de exportação da Região Nordeste para aproximadamente 21 GW a partir de sua entrada em operação, prevista até o ano de 2030. Ademais, no horizonte posterior a 2033, considerando as expansões adicionais recomendadas pelo estudo de planejamento EPE-DEE-RE-071-2025-rev0, projeta-se um incremento adicional da ordem de 3 GW para essa capacidade de interligação.

Por fim, a Figura 4-15 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. Novamente, os resultados obtidos para o PDE 2035 são comparados com os resultados do PDE 2034, anterior à perturbação de 15 de agosto de 2023.

Assim como no caso da capacidade de exportação total da Região Nordeste, observa-se a redução dos limites de intercâmbio projetados para o horizonte decenal no PDE 2035, em comparação aos PDEs anteriores, o que reflete os desafios recentes associados à representação das usinas eólicas e solares nas simulações de estabilidade eletromecânica do SIN, indicados na seção 4.2.1.

Não obstante, os estudos do PDE 2035 reforçam a importância estratégica das obras planejadas, recomendadas pelo estudo EPE-DEE-RE-071-2025-rev0, uma vez que sua entrada em operação deverá viabilizar um salto significativo da capacidade de importação da Região Sul, alcançando aproximadamente 17 GW em 2033 e 18 GW em 2035.

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.

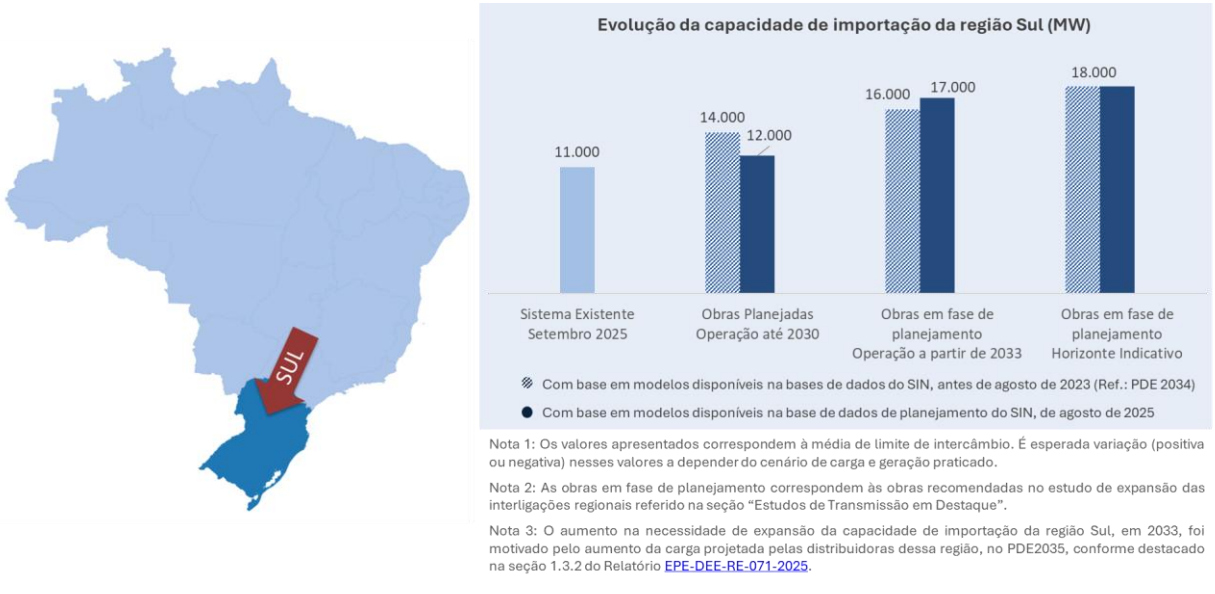
É importante mencionar que os valores apresentados nesta seção para os limites de intercâmbios correspondem a uma média, apenas referencial, sendo esperada variação (positiva ou negativa) a depender do cenário de operação, considerando as diferentes combinações de valores de carga e geração possíveis.

Figura 4-14 – Evolução da capacidade média de exportação total da Região Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-15 – Evolução da capacidade média de importação da Região Sul



Fonte: Elaboração EPE.

4.4 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 OLACDE (Organização Latino-Americana e Caribenha de Energia), e outras iniciativas como a do Arco Norte e as recentes tratativas do Comitê Técnico Binacional Brasil – Bolívia.

4.4.1 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 e estudos que já foram ou que vêm sendo realizados no âmbito dessas interligações.

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.

Cumpre 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 41 anos (bipolo 1) e 38 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-0118/2019 [30] (EPE/ONS, 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.

Destaca-se que as substituições das instalações referidas no parágrafo anterior foram incorporadas pelo MME ao POTEE 2020 – 1ª Emissão (aba DIT Itaipu)[31], publicado em fevereiro de

[30] Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento

[31] Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-de-outorgas-de-transmissao-de-energia-eletrica-potee/documentos/2020

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 ANEEEL, 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.

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-0160/2020 [32] (EPE/ONS, 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.

Considerando o tempo de operação superior a 20 anos, a EPE e ONS emitiram a Nota Técnica EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL 0062/2021 [33] (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.

[32] Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento
[33] Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento

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.

No que diz respeito à interligação de Melo (Uruguai), após análises técnicas e recomendações da EPE e do ONS, o MME e o *Ministerio de Industria, Energía y Minería* do Uruguai assinaram, no dia 12 de fevereiro de 2025, um Memorando de Entendimento para ampliar e melhorar as condições de intercâmbio de energia elétrica entre os dois países. O documento propõe a transferência do ponto de entrega da energia uruguaia da SE Presidente Médici 230 kV, para a SE Candiota 2 525 kV, também no Rio Grande do Sul, que é uma subestação de Rede Básica.

O Memorando de Entendimento, assinado durante a IX Mesa de Diálogo do Sistema de Integração Energética dos Países do Sul (SIESUR, na sigla em espanhol), permite um descongestionamento da rede 230 kV do sul do Rio Grande do Sul, atualmente sobrecarregada pelo avanço da geração renovável na região. Com a mudança do ponto de entrega da energia uruguaia para a rede de 525 kV, essa interligação internacional terá à sua disposição um sistema de maior capacidade e com menos risco de interrupção.

Cabe destacar que a recomendação da integração do barramento da SE Candiota 525 kV com a SE Candiota 2 525 kV foi consolidada no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica Ampliações e Reforços - Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, ciclo 2025, 1ª Emissão (setembro/25).

Venezuela

A interligação Brasil – Venezuela entrou em operação de 2001, sendo constituída por linhas de transmissão, em circuito simples, de 400 kV (inteiramente no território Venezuelano) 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, atualmente sob concessão da Eletrobras Eletronorte.

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.

Nesse sentido, ainda no ano de 2023 iniciaram-se as tratativas para a retomada da operação da interligação Brasil-Venezuela, oficializada com os estudos pré-operacionais para integração da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena. No primeiro semestre de 2025, a importação de energia elétrica da Venezuela por parte do Brasil foi novamente realizada, com limites de importação reduzidos por razões de confiabilidade e continuidade de suprimento ao estado de Roraima em caso de contingência da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista.

Segundo informações do ONS relatadas na ata da 300ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), haveria grandes desafios técnicos para viabilizar a continuidade de interligação internacional após a interligação de Roraima ao SIN, prevista para o segundo semestre de 2025.

Nesse contexto, e considerando a relevância da integração eletroenergética regional, o CMSE deliberou naquela reunião que a EPE inclua no bojo do seu planejamento proposta de solução técnica de interligação entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, por meio do estado de Roraima, após a interligação desta UF ao SIN. Em consonância com o CMSE, o MME solicitou que a EPE realize uma avaliação técnica da continuidade da operação da interligação Brasil - Venezuela nestas mesmas condições. Os resultados desse estudo podem ser verificados no item 4.4.2 deste PDE.

4.4.2 Iniciativas para interligações internacionais futuras

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 OLACDE, 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.

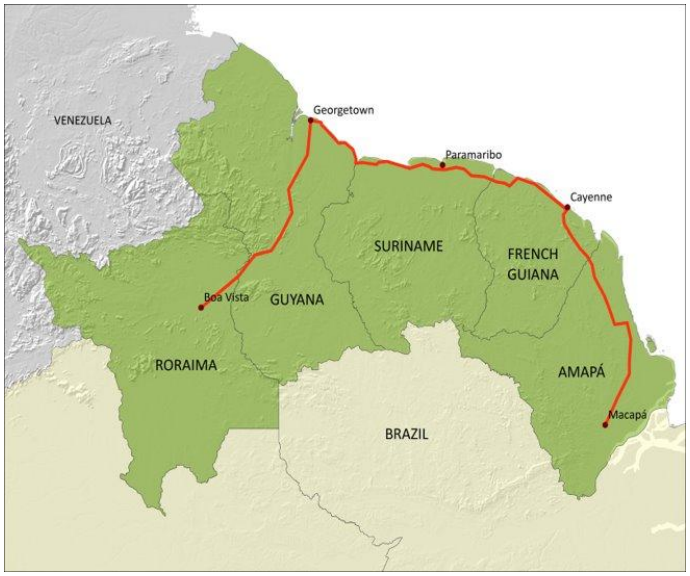
As mesas de diálogo no âmbito do SIESUR foram iniciadas em 14 de dezembro de 2018, na cidade de Montevideo, Uruguai, e desde então seguiram ocorrendo com alternância do país anfitrião, sendo a última (9ª mesa) ocorrida em fevereiro de 2025. Dentre os produtos acordados desse encontro, cujos aspectos 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.

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 4-16), integrada com um plano ótimo de expansão da geração elétrica.

Figura 4-16 – 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.

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, o outro, dos sistemas de 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 Epitaciolândia (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 à 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.

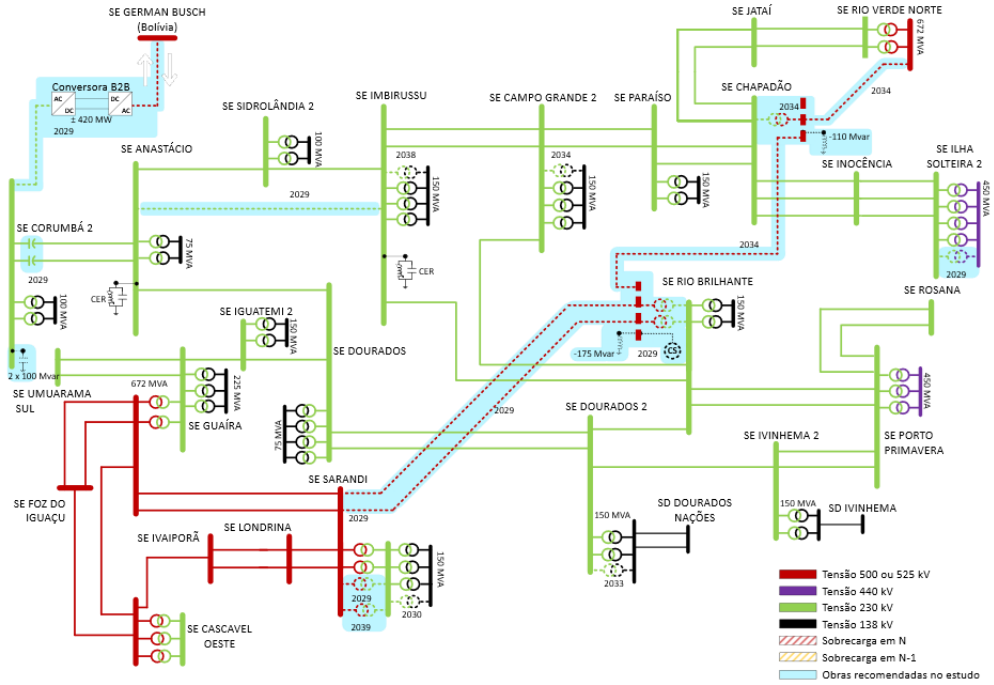
Para a Fase I, a EPE iniciou os estudos em novembro de 2024 e se encontra em fase de finalização. Cabe destacar que esse estudo tem sido acompanhado em reuniões periódicas entre as equipes técnicas do governo Boliviano, ENDE, Ministério de Minas e Energia e EPE.

Como a Fase I compreende a conexão de uma conversora de frequência de 420 MW na subestação de Corumbá 2 230 kV, no estado do Mato Grosso do Sul, foi necessário realizar um amplo diagnóstico do sistema do estado. O diagnóstico detectou uma forte tendência do estado se tornar predominantemente exportador de energia, consequência do elevado potencial de geração solar, assim como a entrada de grandes projetos de biomassa oriundos da indústria de papel e celulose. Nesse cenário, o sistema em 230 kV apresenta esgotamento, com restrições à conexão de novos empreendimentos de geração, o que torna evidente a necessidade de ações estruturantes de planejamento de médio e longo prazo para garantir o atendimento elétrico adequado ao Mato Grosso do Sul.

Como resultado do estudo, são esperados investimentos totais de R$ 6,5 bilhões em novas obras de transmissão, sendo cerca de R$ 2,7 bilhões em obras que envolvem apenas a interconexão entre Brasil e Bolívia e cerca de R$ 3,8 bilhões em obras consideradas como de caráter sistêmico.

A Figura 4-17 ilustra a solução em estudo, com destaque para a conversora de frequência de 420 MW conectada na SE Corumbá 2 e para o grande eixo em 500 kV que conecta o estado do Mato Grosso do Sul com o sistema de Goiás e do Paraná, cruzando o estado de norte a sul.

Figura 4-17 – Solução do estudo de interligação Brasil - Bolívia



Por fim, importante destacar que foram avaliadas duas tecnologias de conversoras, a tecnologia *Line Commutated Converter* (LCC) e a tecnologia *Voltage Source Converter* (VSC). A tecnologia VSC se mostrou como a mais atrativa sob os aspectos técnico-econômicos, com potenciais benefícios sobre o controle de tensão local e processo de recomposição do sistema na modalidade *black-start*, possibilitada pela tecnologia Grid Forming (formadora de rede).

Interligação Brasil – Venezuela após a interligação de Roraima ao SIN

Conforme mencionado no item 4.4.1 deste PDE, a partir de comando do CMSE, o MME solicitou à EPE que realizasse uma avaliação técnica da continuidade da operação da interligação Brasil – Venezuela após a interligação de Roraima ao SIN.

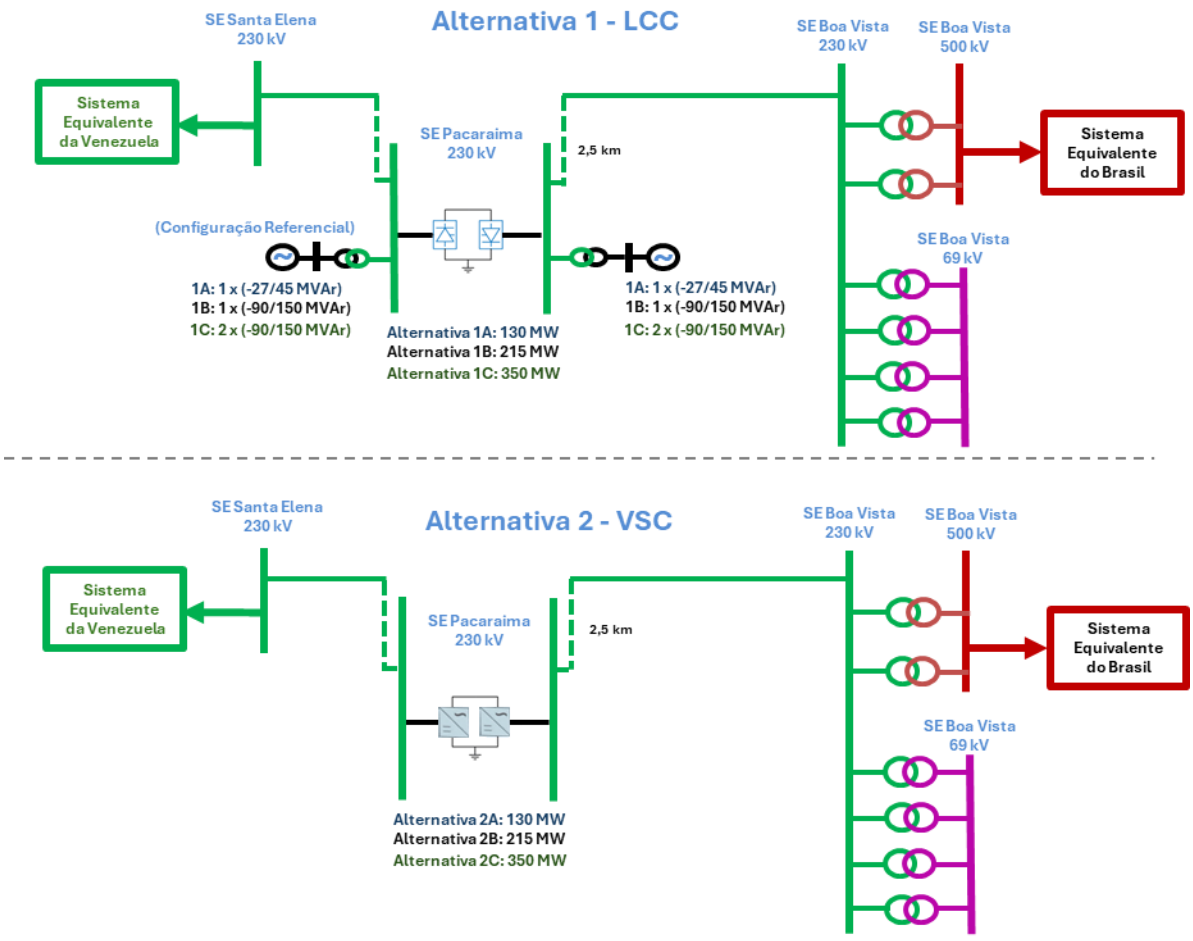
O sistema elétrico da Venezuela, assim como o brasileiro, opera na frequência de 60 Hz, de forma que, em teoria, uma operação síncrona entre os sistemas dos dois países seria possível. Porém, após a interligação de Roraima ao SIN essa conexão síncrona por meio da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista apresentaria inúmeras dificuldades operativas para o controle do fluxo na interligação, tanto em regime permanente quanto transitoriamente. Além disso, conforme identificado pelo ONS, as diferenças nos requisitos dinâmicos entre os sistemas brasileiro e venezuelano imporiam riscos para a segurança operativa do sistema Roraima cuja mitigação demandaria necessariamente uma adequação dos requisitos de desempenho dinâmico do sistema venezuelano, e/ou a necessidade de implantação e modificação de controles sistêmicos existentes no sistema da Venezuela.

Nesse sentido, com base nas informações de que se dispõe até o momento, vislumbra-se que a operação síncrona do sistema brasileiro e venezuelano após a interligação de Roraima ao SIN seja extremamente desafiadora. Seriam necessários estudos adicionais para avaliar a segurança dessa operação e se eventualmente os riscos identificados poderiam ser mitigados ou eliminados por meio de uma ação coordenada com a CORPOELEC, a empresa venezuelana que coordena a operação e expansão da rede de transmissão.

Visando contornar os desafios vislumbrados, a EPE emitiu, em julho de 2025, o estudo "Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil-Venezuela Após a Interligação de Roraima ao SIN", no qual se avaliaram alternativas de instalação de uma conversora do tipo *back-to-back* entre os dois países, que, além de prover controlabilidade ao fluxo de potência na interligação, é capaz de minimizar ou evitar que perturbações em um dos países se propague para o outro, trazendo maior segurança operativa.

Nesse sentido, foram avaliadas 2 tecnologias de conversoras, a tecnologia *Line Commutated Converter* (LCC) e a tecnologia *Voltage Source Converter* (VSC), sendo que para cada uma delas, foram avaliadas três alternativas de potência: 130 MW, 215 MW e 350 MW, totalizando 6 alternativas. A Figura 4-18 ilustra essas alternativas conceituais.

Figura 4-18 – Alternativas avaliadas no estudo conceitual



A razão pela avaliação de mais de uma potência reside na incerteza sobre a real capacidade de o sistema venezuelano fornecer ou receber os valores nominais de potência das conversoras. Essa incerteza se explica pelo fato de a EPE não ter tido acesso, mesmo após solicitação, a dados consistidos do sistema elétrico venezuelano de fluxo de potência, transitórios eletromecânicos, topologia de rede, dentre outros.

Apesar das incertezas quanto à potência da conversora a ser escolhida, o estudo conceitual trouxe algumas conclusões, como a de que a tecnologia VSC se mostra economicamente mais atrativa independentemente da potência avaliada, e que essa vantagem aumenta na medida em que se aumenta a potência da conversora. O estudo conclui, ainda, que os investimentos

estimados para a implantação da Alternativa 2 variam de R$ 1,97 bilhão a R$ 2,21 bilhões, a depender da potência escolhida para a conversora *back-to-back* VSC.

Cumpre ressaltar que a real capacidade da conversora deverá ser estabelecida em relatório R2 ou relatório de detalhamento complementar, a partir dos modelos validados de fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos do sistema venezuelano. Nesse sentido, a EPE e o MME já iniciaram articulações com as entidades venezuelanas no sentido de obter as informações consistidas do sistema elétrico daquele país, que são imprescindíveis para a realização dos próximos passos.

4.5 Empreendimentos offshore e a transmissão

Conforme indicado no Capítulo 3, a fonte eólica offshore foi considerada como fonte candidata para a expansão do parque gerador no horizonte deste plano decenal. Apesar de a fonte não ter sido escolhida pelo modelo de expansão devido à falta de atratividade econômica, vislumbra-se que a fonte poderá se tornar competitiva no futuro, sendo necessário o desenvolvimento de seu arcabouço regulatório.

Neste sentido, como parte desse esforço para construir o arcabouço regulatório relacionado à fonte, foi sancionada em janeiro de 2025 a Lei nº 15.097/2025, que dispõe sobre o aproveitamento de bens da União para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. A Lei prevê que a cessão de uso das áreas para a geração eólica *offshore* poderá ser ofertada de acordo com duas modalidades, sendo:

I. Oferta Permanente: procedimento no qual o poder concedente delimita prismas para exploração a partir da solicitação de interessados, na modalidade de autorização;
II. Oferta Planejada: procedimento no qual o poder concedente oferece prismas pré-delimitados para exploração conforme planejamento espacial do órgão competente, na modalidade de concessão, mediante procedimento licitatório.

No que se refere à conexão, essa Lei traz algumas macro diretrizes sobre como a integração ao SIN e as instalações de uso exclusivo das usinas deve ser considerada nos processos de cessão de uso das áreas para a geração eólica *offshore*.

No que se refere à oferta permanente, o § 1º do Art. 7º prevê que "*o regulamento disporá sobre estudos e demais requisitos a serem exigidos para embasar as manifestações de interesse, inclusive quanto à disponibilidade de ponto de interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN)*". No que se refere a esse comando da Lei, a EPE entende que o regulamento deve prever como suficiente, nesta etapa preliminar de sessão, a identificação de subestações próximas à costa com nível de tensão compatível com potencial do prisma ou de linhas de transmissão próximas à costa que possam ser seccionadas e que tenham nível de tensão compatível com o potencial do prisma. A realização de cálculo de margem nesta etapa tão preliminar pode não ser o melhor caminho, dada a incerteza quanto à potência do(s) projeto(s) do prisma e ao fato de a margem calculada no momento da cessão não garantir a disponibilidade da rede *onshore* no futuro para escoamento da potência, dadas as dinâmicas de acesso.

No que se refere à oferta planejada, a Lei prevê na alínea II do § 3º do Art. 9º que o edital do processo licitatório para cessão de área deverá obrigatoriamente indicar as instalações de uso exclusivo das usinas. Sobre esse item, a EPE sugere que deve ser prevista a possibilidade de alteração da solução de referência do sistema de uso exclusivo em etapas futuras do desenvolvimento dos projetos. Essa possibilidade de alteração se justifica pelo fato de haver incerteza quanto ao efetivo potencial dos prismas. Mudanças na potência do(s) projeto(s) localizados nos prismas podem levar à alteração da solução de referência. Além disso, a escolha do melhor ponto de conexão à rede *onshore* no momento da cessão é baseada numa visão

limitada do futuro (horizonte de aproximadamente 10 anos), que pode se alterar a depender, por exemplo, da entrada de outros projetos com tempo de implantação mais curto, entrada de grandes cargas ou mudanças na matriz elétrica.

Por fim, ainda sobre a oferta planejada, o § 3º do Art. 9º da Lei nº 15.097/2025 prevê o estabelecimento pelo Poder Executivo de procedimento para a integração ao SIN dos empreendimentos de aproveitamento de potencial energético sob modalidade de outorga nos casos em que a viabilidade econômica o indique. Nesse sentido, é importante que esse procedimento leve em consideração o equilíbrio entre modicidade tarifária, descarbonização e segurança para decisão de investimentos, tanto para o setor de transmissão quanto para o de geração offshore. Embora o tempo de maturação e implantação mais alongado dos projetos de eólica offshore seja mais compatível com o tempo requerido para planejamento e implantação da transmissão – cerca de 7 anos entre início do planejamento e entrada em operação – dispositivos de garantias financeiras ou equivalente podem ser benéficos para tomada de decisão de investimento e reserva do espaço na rede.

Ainda no contexto da evolução do arcabouço regulatório para a eólica offshore, a EPE também publicou, em junho de 2025, proposta de metodologia de seleção de áreas para oferta. No contexto desse documento e considerando a etapa preliminar de cessão de área julgou-se que a distância até pontos de conexão à rede de transmissão onshore seja um parâmetro suficiente para uma primeira avaliação da atratividade da área sob o aspecto de conexão à rede. Após a cessão de área, haverá um processo natural de maturação dos projetos com consequente definição de características mais específicas, como a delimitação final dos prismas, a sua potência instalada e a sua data de entrada em operação. Para a execução dos estudos de planejamento da expansão da transmissão onshore (Relatórios R1), que é realizada de forma determinativa, a EPE leva em consideração algumas premissas, dentre elas as especificações anteriormente mencionadas dos projetos de geração, que ainda não são determináveis na etapa de cessão de área, e aspectos socioambientais.

Com base no exposto, este ciclo do PDE demonstra que houve avanços na regulamentação da fonte eólica offshore e estão previstos procedimentos e dispositivos que trarão sinalizações mais eficientes para o processo de planejamento da transmissão executado pela EPE.

4.6 Sinalização econômica para o setor

4.6.1 Investimentos e evolução física do SIN

Para o levantamento das estatísticas do PDE 2035, foram considerados apenas os estudos de planejamento concluídos até junho de 2025. Dessa forma, alguns dos estudos referidos na seção 4.2 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 de 2024.

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 2035 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$ 147,8 bilhões até o ano horizonte de 2035. Por sua vez, os cenários de referência e pessimista envolvem investimentos inferiores, em torno de R$ 116,9 bilhões e R$ 98,8 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 2035 e as datas de implantação previstas em cada caso.

Nos próximos itens, são detalhados os resultados obtidos para o cenário de referência.

Cenário de Referência

As figuras e tabelas apresentadas nessa seção destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2026-2035, considerando o cenário de referência.

Conforme verificado na Figura 4-20, o montante total de investimentos previsto é de R$ 116,9 bilhões, sendo R$ 78,0 bilhões (67%) em linhas de transmissão e R$ 38,9 bilhões (33%) em subestações.

No caso das linhas de transmissão, o investimento total de R$ 78,0 bilhões pode ser segregado da seguinte forma:

- R$ 68,0 bilhões (87%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão já outorgadas, ao passo que R$ 10,0 bilhões (13%) são relacionados a instalações ainda sem outorga definida, como mostra a Figura 4-21.

- R$ 39,1 bilhões (50%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R$ 24,4 bilhões no submercado Nordeste (31%), R$ 7,8 bilhões no submercado Sul (10%) e R$6,7 bilhões no submercado Norte (9%), 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$ 59,7 bilhões (77%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão de 500 kV, enquanto R$ 10,5 bilhões (13%) 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.

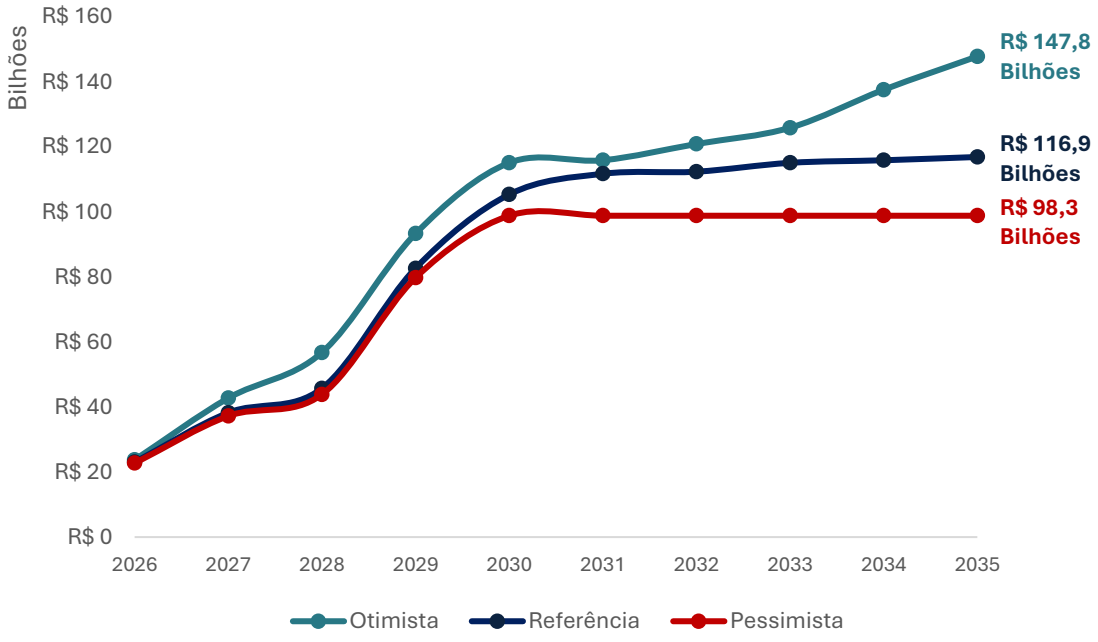
Do ponto de vista de evolução física, espera-se expansão aproximada de 29 mil km em novas linhas de transmissão até o ano 2035, conforme indicam a Figura 4-24 e a Tabela 4-2, valor que representa cerca de 14% do total de linhas existentes.

Já o investimento total de R$ 38,9 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$ 30,8 bilhões (79%) dizem respeito a investimentos em subestações já outorgadas, ao passo que R$ 8,1 bilhões (21%) são relacionados a ativos ainda sem outorga, como mostra a Figura 4-21.
- R$ 20,0 bilhões (51%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R$ 4,8 bilhões no submercado Nordeste (12%), R$ 5,0 bilhões no submercado Sul (13%) e R$ 9,1 bilhões no submercado Norte (24%), conforme a Figura 4-25.
- R$ 14,3 bilhões (37%) dizem respeito a investimentos em subestações de 800 kV, enquanto R$ 11,7 bilhões (30%) tratam de investimentos em 500 kV e R$ 8,6 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.

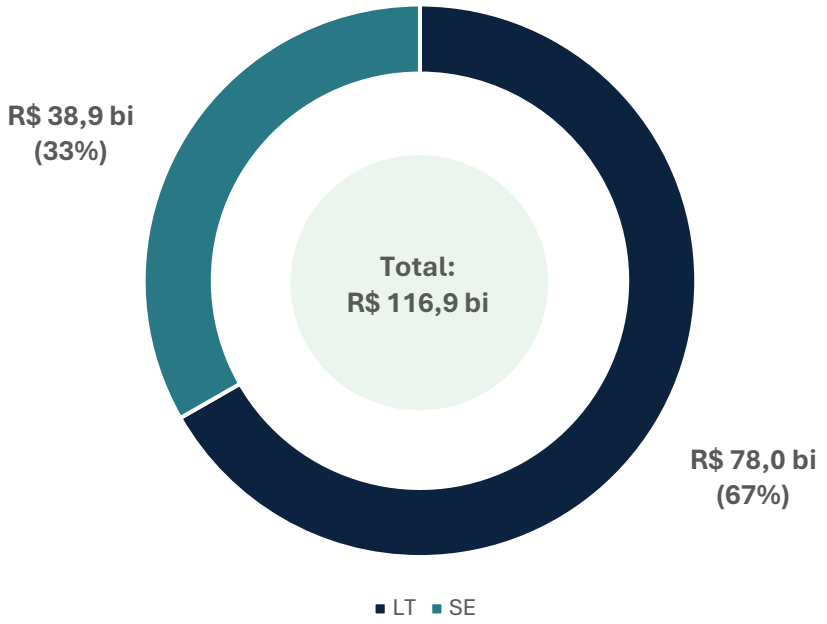
Finalmente, do ponto de vista de evolução física, espera-se a expansão aproximada de 89 mil MVA em novos transformadores até o ano 2035, conforme indicam a Figura 4-27 e a Tabela 4-3, valor que representa cerca de 18% do total do sistema existente.

Figura 4-19 – Cenários de expansão do sistema de transmissão



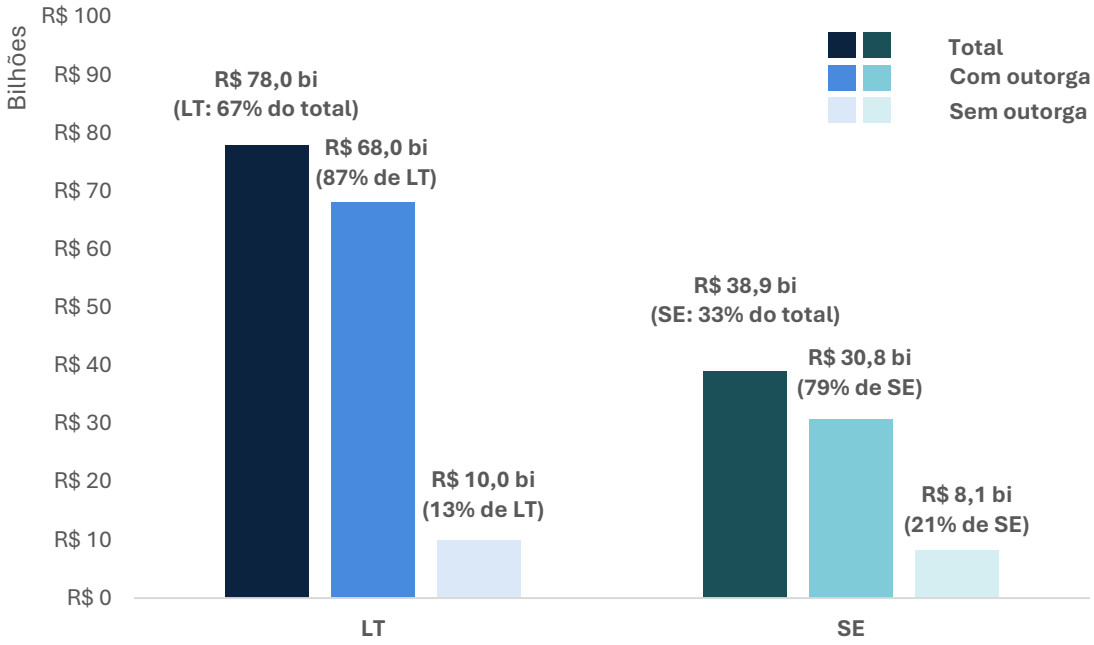
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-20 – Cenários de referência: Visão geral



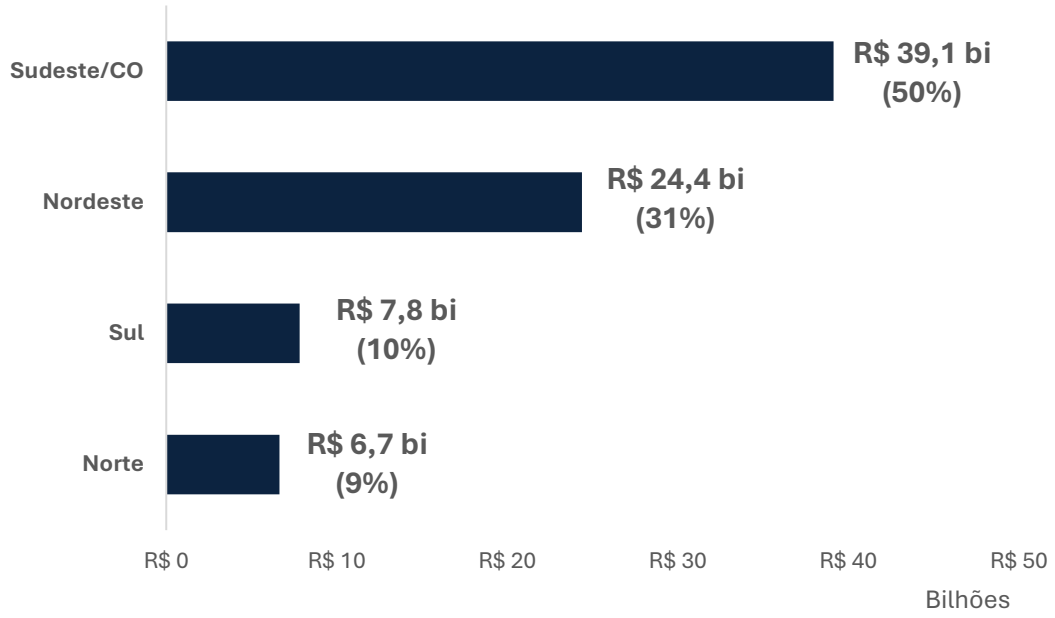
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-21 – Cenários de referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga



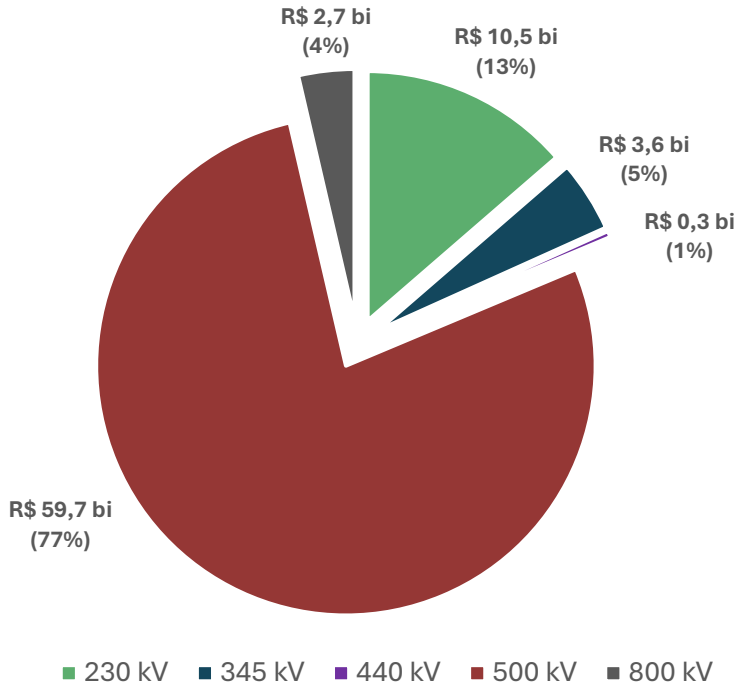
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-22 – Cenários de referência: LTs por submercado



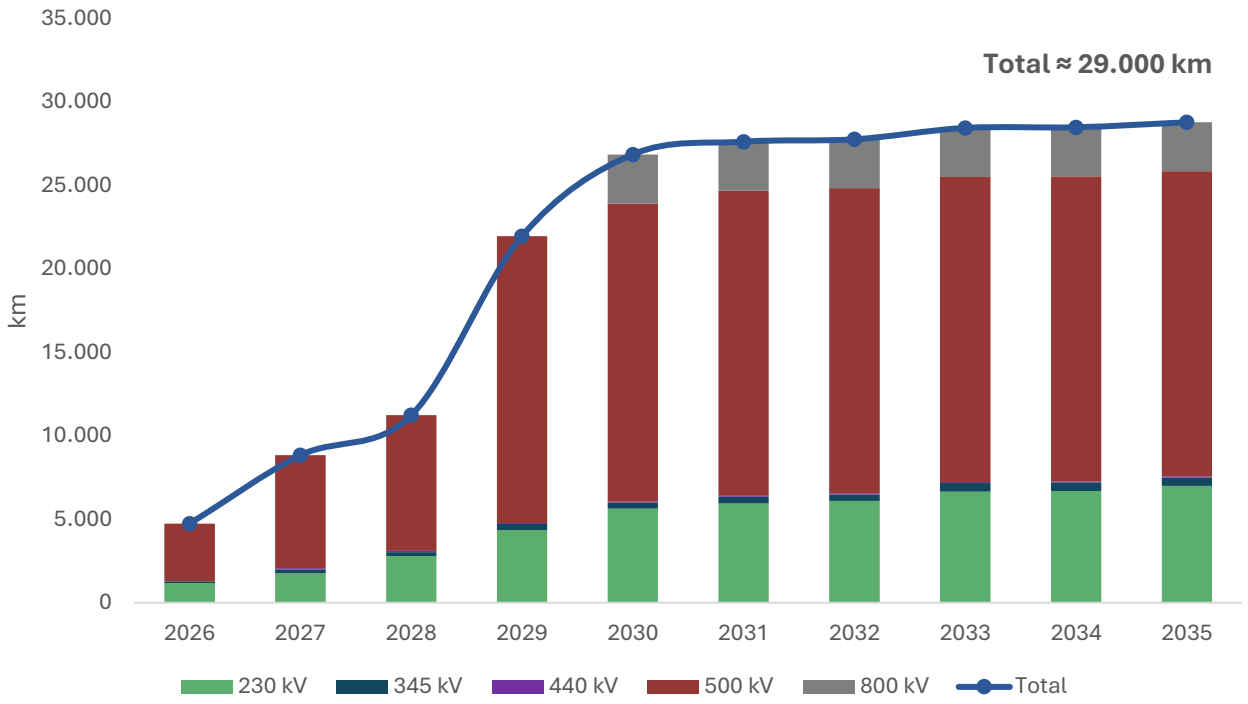
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-23 – Cenários de referência: LTs por nível de tensão



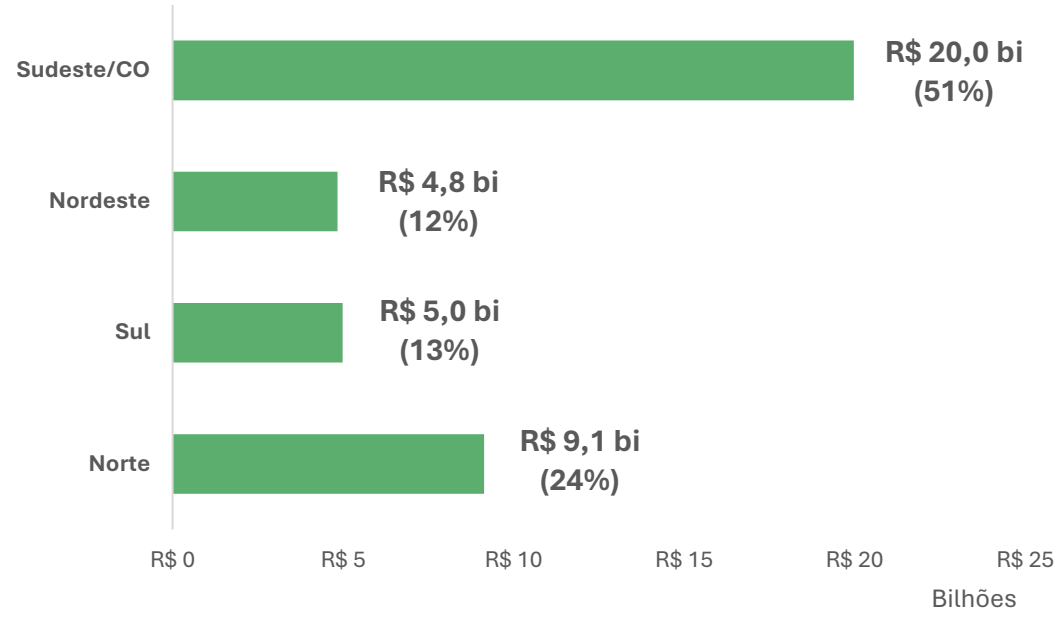
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-24 – Cenários de referência: Expansão física de LTs



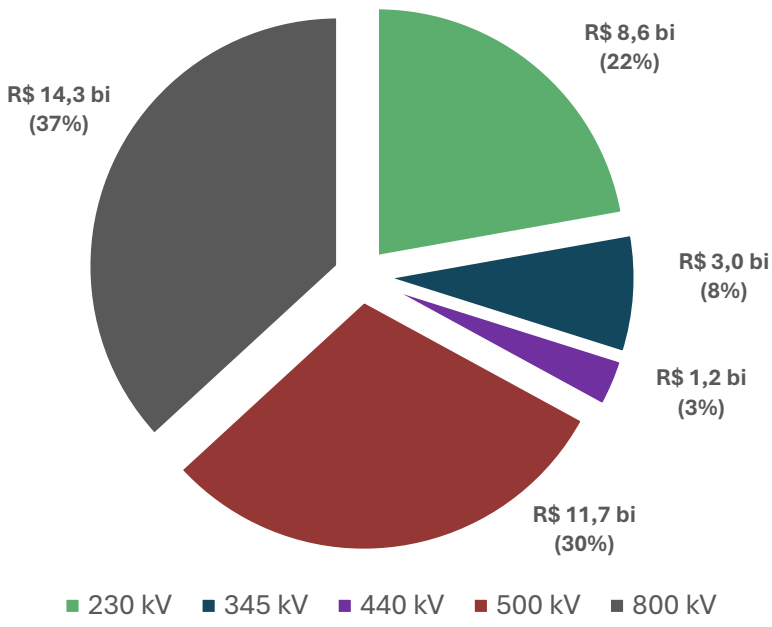
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-25 – Cenários de referência: SEs por submercado



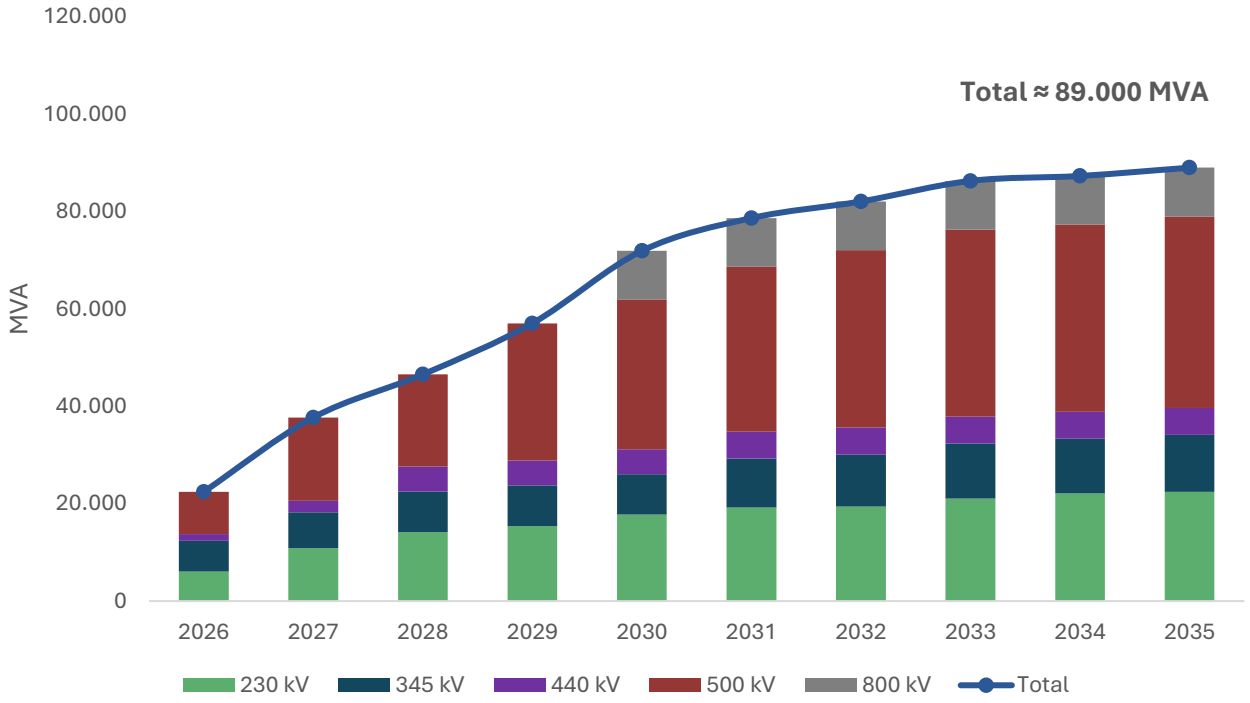
Fonte: Elaboração EPE.

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 transmissão

Tensão	±800 kV	765 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Estimativa Dez/2025	9.204	2.706	12.768	78.178	7.072	11.035	70.390	**191.353**
Evolução 2026-2035	2.936	0	0	18.273	66	508	6.998	**28.781**
Evolução 2026-2030	2.936	0	0	17.856	66	360	5.639	**26.857**
Evolução 2031-2035	0	0	0	417	0	148	1.359	**1.923**
Estimativa Dez/2035	**12.140**	**2.706**	**12.768**	**96.451**	**7.138**	**11.543**	**77.388**	**220.134**

Notas: Nos casos de LTs 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 – transformação

Tensão	800 kV	765 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	MVA						
Estimativa Dez/2025	15.700	24.897	232.847	31.942	63.280	131.648	**500.314**
Evolução 2026-2035	10.000	0	39.366	5.529	11.689	22.435	**89.018**
Evolução 2026-2030	10.000	0	30.723	5.130	8.341	17.745	**71.939**
Evolução 2031-2035	0	0	8.643	399	3.347	4.690	**17.079**
Estimativa Dez/2035	25.700	24.897	272.213	37.471	74.969	154.083	**589.332**

Nota: Inclui os transformadores de fronteira.

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.

4.6.2 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.

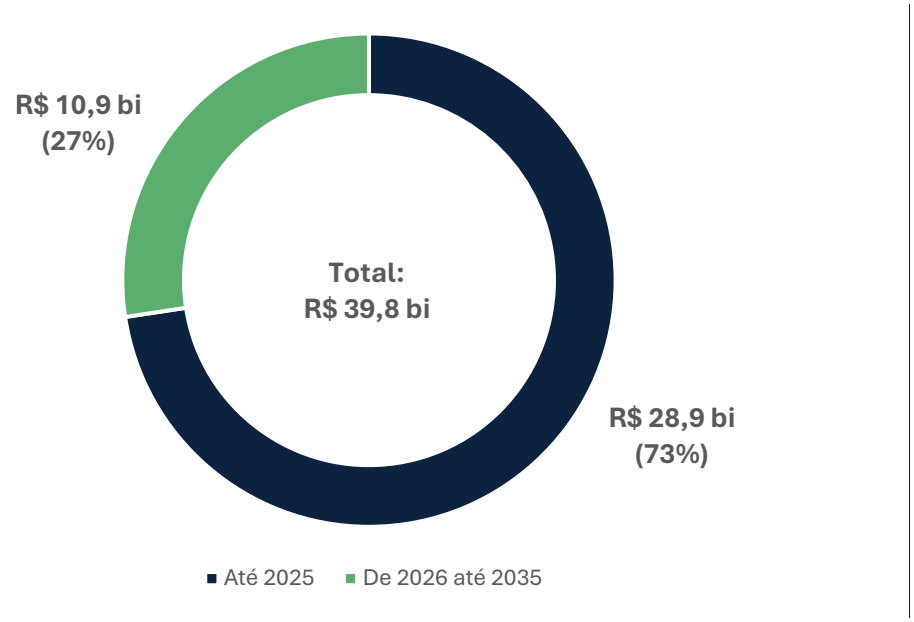
A partir dos dados primários disponibilizados pela ANEEL no âmbito da CP no 005/2020, verifica-se que até o ano de 2035 diversos ativos do sistema de transmissão terão a sua vida útil regulatória expirada. Nesse sentido, estima-se que seriam necessários investimentos contábeis da ordem de R$ 39,8 bilhões 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 2035, apresentados no item 4.6.1.

Cabe destacar que a regulamentação específica sobre o tema se encontra em desenvolvimento pela ANEEL, no âmbito da Tomada de Subsídios nº 08/2024 (código AR24-02 da Agenda Regulatória, prevista para conclusão no 2º semestre de 2025), conforme estabelecido na Portaria ANEEL nº 6876/2024. A consolidação dessa regulamentação permitirá:

(i) valoração mais precisa dos ativos em fim de vida útil regulatória;
(ii) melhor estratificação dos dados para análise de sinergias com necessidades de expansão local, conforme mencionado no item 4.6.3;
(iii) avaliação mais acurada do trade-off entre investimentos incrementais em ativos próximos ao vencimento (com possível extensão de vida útil física e reconhecimento tarifário até o termo final e respectiva transferência de titularidade) versus recomendação de expansão *greenfield* de ativos que proporcionem maior confiabilidade; e
(iv) à luz dos indicadores propostos na AIR 01/2021 da ANEEL e da futura regulamentação, a proposição de percentual mínimo de consideração dos investimentos potenciais (R$ 39,8 bilhões identificados até 2035) no cenário de referência das projeções dos estudos de planejamento, tendo em vista que nenhuma contribuição desse montante foi considerada no cenário atual.

Figura 4-28 – Investimentos potenciais em ativos em final de vida útil regulatória



Fonte: Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Selecionadas, ANEEL, 2018.

4.6.3 Outorgas de transmissão vincendas

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.

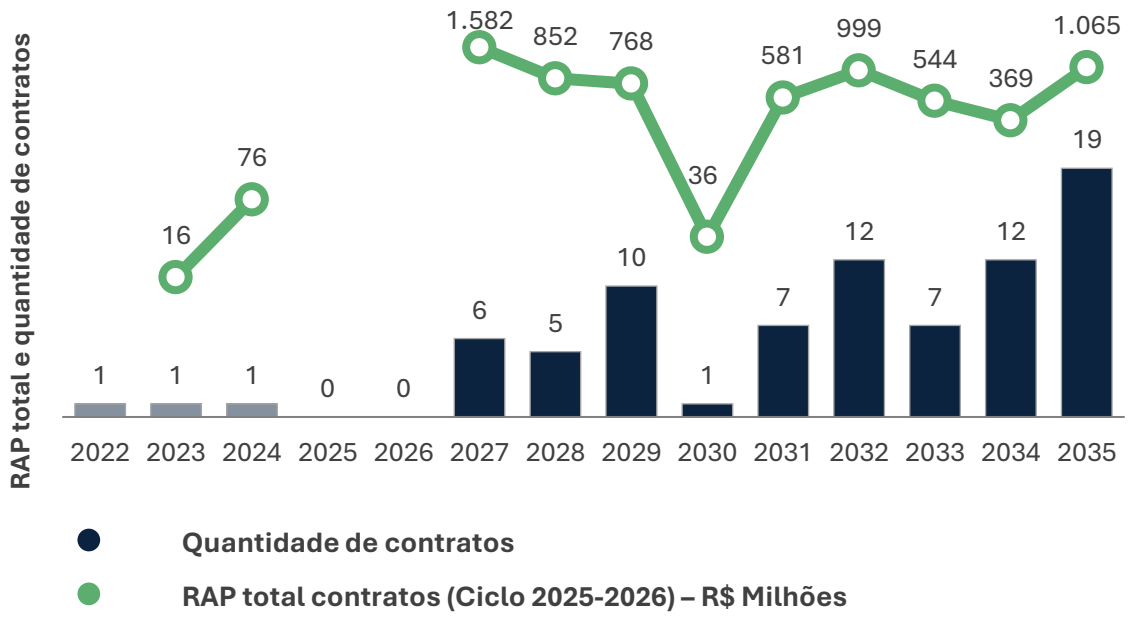
Dado o grande volume de contratos e ativos previstos, a otimização de processos e a realização de estudos colaborativos entre as diversas instituições envolvidas são fundamentais para garantir um planejamento eficaz e uma gestão eficiente desses recursos. A sinergia entre as análises da EPE e as necessidades 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. A lista completa dos contratos vincendos, com necessidade de manifestação pela EPE no horizonte do PDE encontra-se no Anexo II.

Considerando o volume significativo de contratos com vencimento previsto no horizonte decenal e a necessidade de atendimento aos prazos estabelecidos pelo Decreto nº 11.314/2022, o MME tem atuado de forma diligente no tratamento do tema. Para garantir o devido atendimento tempestivo às análises de planejamento e às demandas de controle, está prevista a promoção de coordenação específica entre EPE e ANEEL, gerenciada pelo MME, ainda no primeiro trimestre de 2026, com o objetivo de monitorar diretamente a evolução dos processos de renovação de outorgas e assegurar o cumprimento dos prazos regulatórios e das demandas dos órgãos de controle.

Figura 4-29 – Contratos vincendos: Cronograma das análises de planejamento



Fonte: Elaboração EPE.

4.6.4 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 2035.

As simulações foram efetuadas com base nas regras mais recentes de aplicação da Metodologia Nodal, aprovadas por meio da Resolução Normativa nº 1105/2024 e dispostas na Versão 1.2 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 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"[34].

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 72,17% indicado na Nota Técnica nº 147/2025-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 v6.3, 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 2025-2026 (atualmente vigente), no valor de R$ 42,37 bilhões, de acordo com a Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL.

A evolução da RAP no horizonte decenal foi estabelecida considerando-se as receitas estimadas para as instalações de transmissão planejadas no período 2027-2035, no cenário de expansão de referência indicado na seção 1.5.1, tomando-se por base a relação RAP/investimento de 12,65%, conforme consta na Tabela 15 da Nota Técnica anteriormente referida.

Cumpre 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 2025-2026, a proporção final do rateio entre os segmentos carga e geração, registrada na Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL, foi de 50,54%-49,46%, 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 2035.

A Figura 4-30 ilustra a distribuição da TUST-Geração em cada um dos submercados no ano de 2035 (ciclo tarifário 2034-2035).

Verifica-se uma distribuição acentuada das tarifas em função da atualização dos fatores de participação dos cenários nesse ano (DPR 50%; DPN 50%), com aumento de relevância para o cenário relativo ao Despacho Proporcional Nacional, o que resulta na intensificação do sinal locacional.

[34] 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

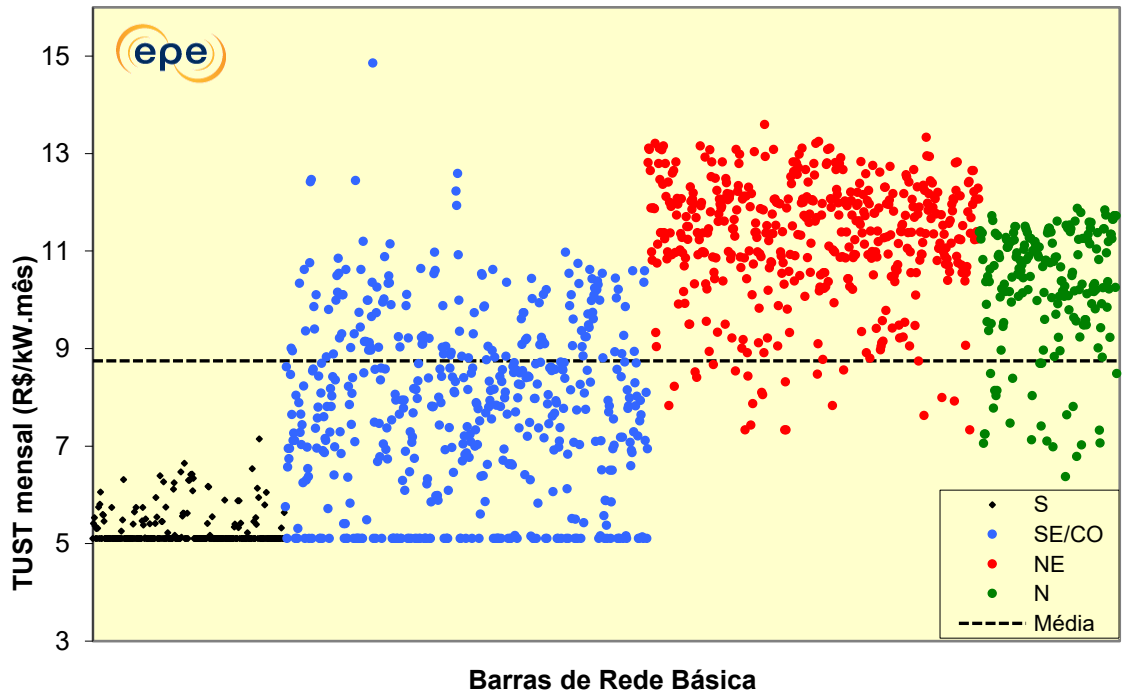
Nesse sentido, as tarifas dos submercados Norte e Nordeste são intensificadas, conforme previsto na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021 – "Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade".

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 2026.

Os efeitos descritos anteriormente também podem ser observados a partir da Figura 4-31.

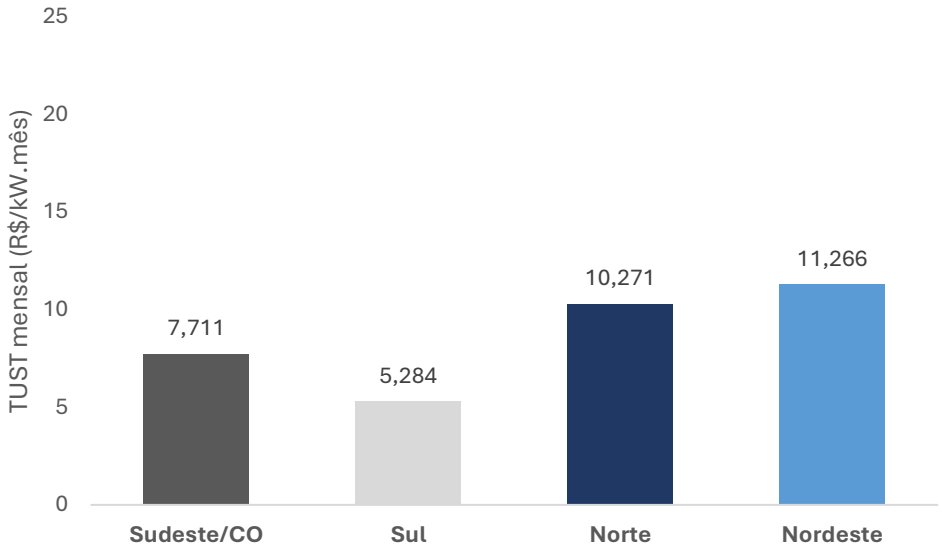
Observações similares se aplicam na análise do desempenho da TUST-Carga, cujos resultados são apresentados nas últimas figuras apresentadas. Neste caso, devido à intensificação do sinal locacional decorrente do maior peso do Despacho Proporcional Nacional, verifica-se que a TUST-Carga se mostra maior nos submercados Sul e Sudeste.

Figura 4-30 – Cenário de referência: TUST-Geração no ano 2035



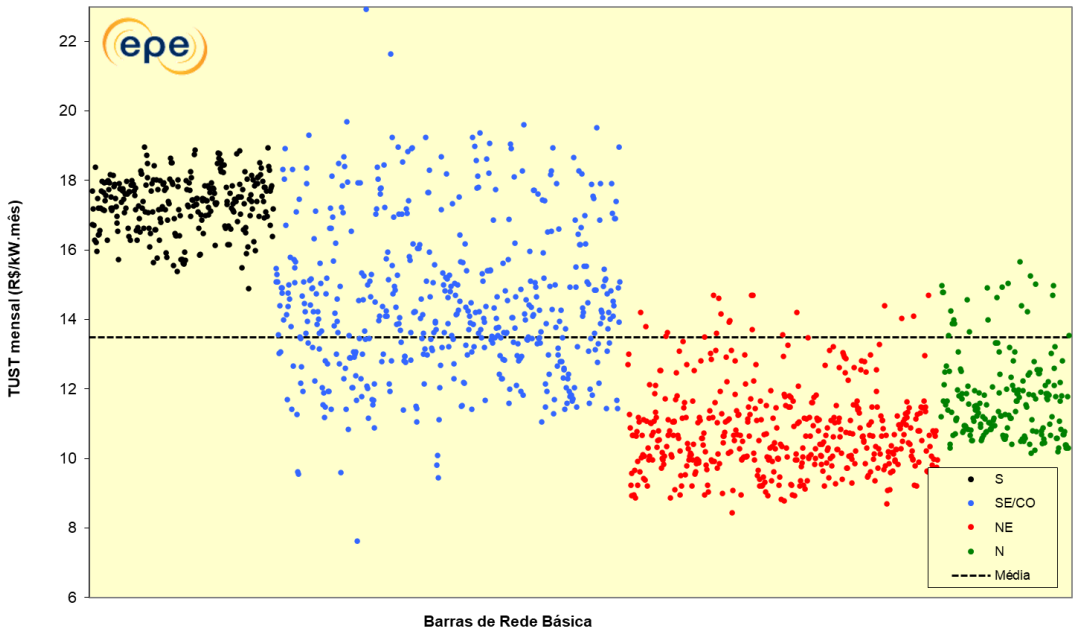
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-31 – Cenário de referência: TUST-Geração média no ano 2035



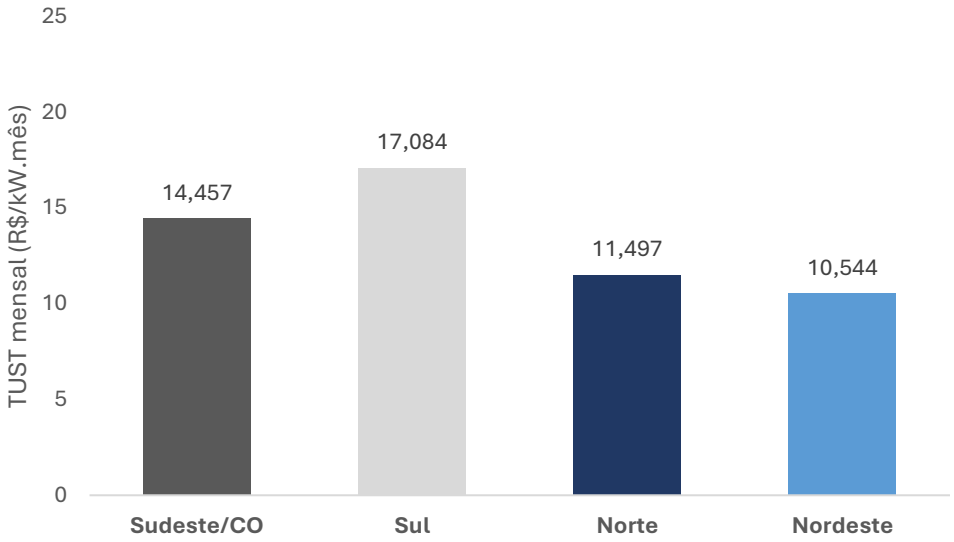
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-32 – Cenário de referência: TUST-Carga no ano 2035



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 4-33 – Cenário de referência: TUST-Carga média no ano 2035



Fonte: Elaboração EPE.

Capítulo 5.

Produção de Petróleo e Gás Natural

Pontos principais

- Espera-se que a produção de petróleo atinja 4,9 milhões de barris por dia (b/dia) em 2035, aproximadamente 44% superior ao valor registrado em 2024.
- A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2031. A Cessão Onerosa somada aos volumes em regime de Concessão são responsáveis por cerca de 54% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2035. A produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Partilha de Produção para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,0 milhões de barris por dia (b/dia).
- A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal da Bacia de Santos e Campos e pelas descobertas em águas profundas e ultraprofundas nas bacias Potiguar e Espírito Santo-Mucuri, para as quais se estima a produção de 91% 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 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 14%. 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 2030, 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 7% da produção nacional em 2035.
- 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 90% do total previsto para 2035, com produção muito significativa das acumulações no pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas de Campos, Parnaíba, Solimões, Sergipe-Alagoas (SEAL), Amazonas e Alagoas.
- Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 76% da produção brasileira total de petróleo e 77% 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 9%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 15%.

- Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais seis UEP previstas no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente, com a parcela em regime de Partilha, uma produção de cerca de 1,7 milhão de barris por dia em 2030 e 1,1 milhão de barris por dia em 2035.

- A Cessão Onerosa responderá por cerca de 11% do total da produção de petróleo em 2035. Já os contratos de partilha de produção participam com 38% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 50% da produção nacional no fim do decênio.

- Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US$ 414 bilhões e US$ 442 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 2026 e 2035.

- Observa-se um investimento na modernização dos equipamentos de E&P, principalmente nas UEP focando na digitalização e redução de emissões nas operações.

Neste capítulo são apresentadas as previsões da produção de petróleo e gás natural no horizonte decenal 2025-2035, com destaque para: a contribuição do nível 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, a produção líquida de gás natural e o contexto dos reservatórios não convencionais de gás natural no Brasil.

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). Por último, faz-se uma análise dos esforços e perspectivas de descarbonização do setor no decênio.

O processo de elaboração das projeções da produção de petróleo e gás natural do PDE 2035 teve como referência 31 de dezembro de 2024, 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 (reservas) 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 que superam os 5 bilhões de barris equivalente definidos pela Lei nº 12.276/2010, inicialmente contratados pela Petrobras, 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 exploração e produção (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.

As previsões da produção mostram que o petróleo e o gás natural mantêm participação importante na matriz energética prevista para o decênio. O Box 5.1 apresenta uma análise sobre o papel dos hidrocarbonetos na transição energética brasileira.

Box 5.1 Papel do óleo e gás na transição energética brasileira

O setor de óleo e gás continua sendo um dos pilares da economia brasileira, mesmo diante da crescente expansão das fontes renováveis. Representando cerca de 17% do PIB industrial e gerando mais de 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos, o segmento é responsável por uma significativa arrecadação fiscal, com projeções de até R$ 170 bilhões em receitas até 2028. Além disso, o Brasil se consolida como exportador líquido de petróleo, com saldo superior a 1 milhão de barris por dia e receitas externas que ultrapassam os US$ 50 bilhões anuais.

A matriz energética brasileira é uma das mais limpas do mundo, com cerca de 50% de fontes renováveis na matriz total e quase 90% na matriz elétrica. A emissão de CO_2 por tonelada equivalente de petróleo é significativamente inferior à média global, e a geração elétrica apresenta uma das menores intensidades de carbono do planeta. O gás natural, embora fóssil, tem sido utilizado como fonte de transição, substituindo combustíveis mais poluentes e complementando fontes intermitentes como solar e eólica.

Embora a urgência global pela descarbonização exija a expansão de fontes renováveis e maior eficiência energética, o setor de óleo e gás brasileiro pode desempenhar um papel relevante nesse processo. Sua expertise técnica, capacidade de investimento e experiência em grandes projetos podem ser direcionadas para o desenvolvimento e a adoção de soluções de baixo carbono.

Além disso, a entrada de grandes unidades produtivas que possuem tecnologias mais eficientes e medidas para redução de emissões tem - junto à qualidade do óleo, principalmente do pré-sal - viabilizado uma produção nacional com intensidade de carbono média inferior à de outros produtores globais, o que pode conferir ao óleo brasileiro maior competitividade em custos e emissões no cenário internacional. Esse contexto abre espaço para que as empresas do setor contribuam com iniciativas em áreas como energia solar, eólica, hidrogênio, biocombustíveis e captura e armazenamento de carbono (CCUS), favorecendo uma transição energética mais ordenada.

Entre 2020 e 2024, os projetos ligados à transição energética no portfólio de PD&I submetido à ANP cresceram de 15 para 97, com destaque para eficiência energética, fontes renováveis e tecnologias de baixo carbono. Os investimentos saltaram de R$ 264,9 milhões em 2020 para R$ 1,88 bilhão em 2024, um aumento de 608%. A Figura 5-1 mostra a distribuição dos projetos em 2024 em três blocos: (i) Exploração e Produção (E&P); (ii) Downstream, Gás Natural e Outros Temas; e (iii) Transição Energética, Eficiência Energética e Proteção Ambiental – este último já se consolidando como a principal frente de pesquisa de muitas empresas no Brasil.

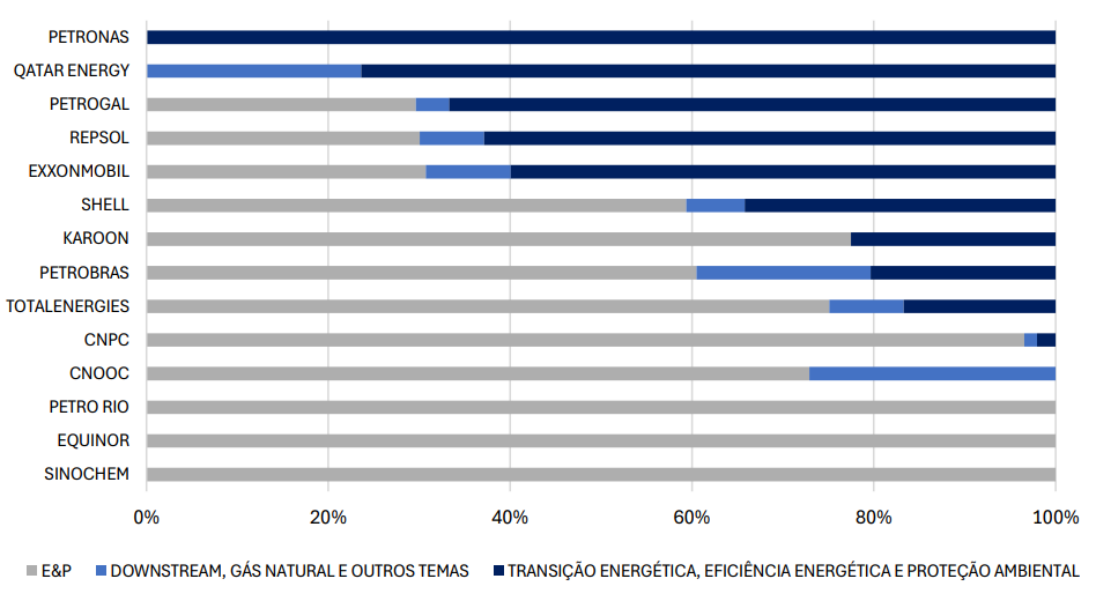
Por fim, a transição energética brasileira enfrenta desafios como a expansão da infraestrutura de transmissão, o *curtailment*[*35] de fontes renováveis e a necessidade de sistemas de armazenamento. No entanto, o país está bem-posicionado para liderar essa transformação,

[35] *Curtailment*: Redução forçada da geração de energia eólica e solar, mesmo quando há condições climáticas favoráveis para produzir, devido às limitações na rede de transmissão, falta de infraestrutura ou um desequilíbrio entre a oferta de energia e a demanda do sistema. Em essência, é um desperdício de energia limpa que não pode ser absorvida pela rede elétrica, seja por congestionamento da infraestrutura, seja por excesso de produção em relação ao consumo no momento.

Box 5.1 Papel do óleo e gás na transição energética brasileira

com abundância de recursos naturais, capacidade tecnológica e um setor de óleo e gás que pode ser reconfigurado como vetor de inovação, financiamento e estabilidade rumo a uma economia de baixo carbono.

Figura 5-1 – Distribuição percentual, por valor, dos projetos submetidos à ANP em 2024, categorizados em três grandes temáticas



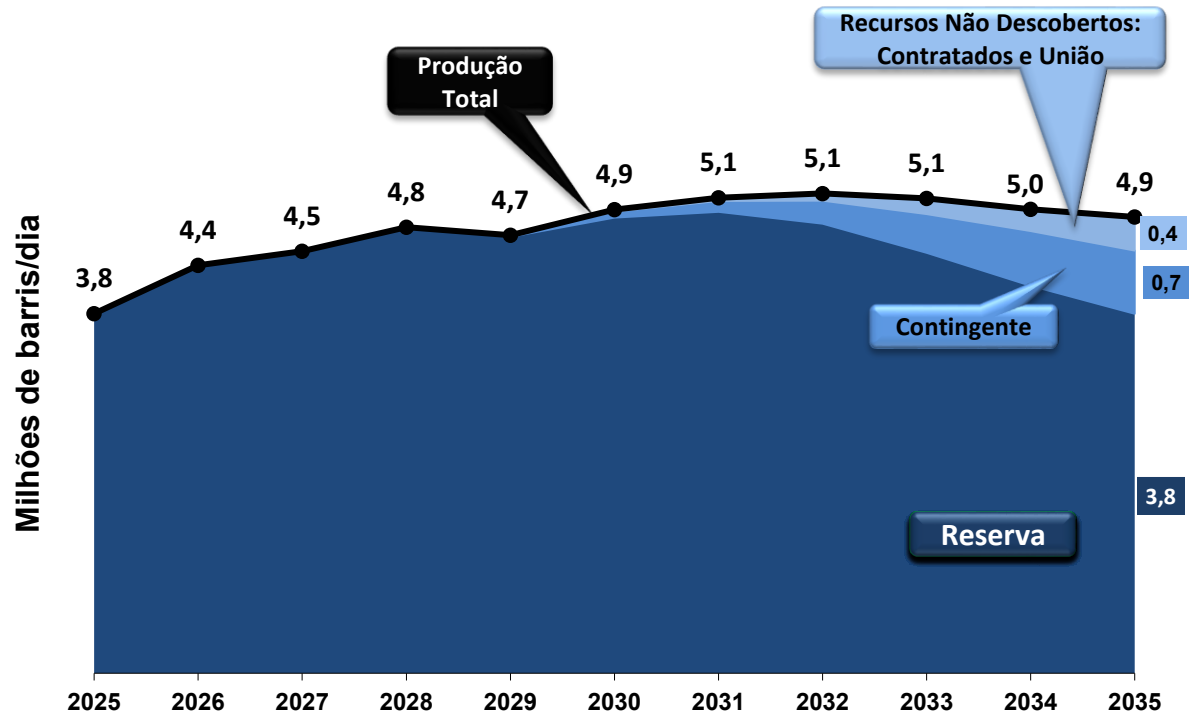
Fonte: Relatório Anual de Tecnologia e Meio Ambiente 2024 (ANP)

5.1 Previsão da produção de petróleo

A previsão da produção de petróleo nacional (Figura 5-2) foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso. A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir a marca dos 5 milhões de barris/dia, em 2031, mantendo, aproximadamente esta produção 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, Sépia, Atapu, Bacalhau e Bacalhau Norte, que representam cerca de 54% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano Estratégico da Petrobras 2025-2029 (Agência Petrobras, 2024), 6 módulos de produção para Búzios até 2027, além de outros 6 distribuídos para os campos de Mero (1), Atapu (1), Sépia (1), SEAP - Sergipe-Alagoas Águas Profundas (2, em contratação) e Projeto Raia (1). Estão programados, ainda, 3 módulos para revitalização de campos maduros: Albacora (1), Barracuda-Caratinga (1) e Marlim Leste e Sul (1).

Figura 5-2 – Previsão da produção diária de petróleo nacional



Fonte: EPE (projeções).

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 profundas e ultraprofundas nas bacias de Potiguar e Espírito-Santo-Mucuri, para as quais se estima uma produção acima de 91% do total dos recursos contingentes no fim do período.

A partir de 2030, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 7% da produção nacional em 2035. A contribuição da produção dos recursos na área da União[36] depende da realização de novas contratações, por concessão ou partilha da produção, e tem seu início provável de produção, somente a partir de 2033, alcançando aproximadamente 1% da produção total em 2035.

Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2035 seja cerca de 44% maior do que a realizada em 2024 (3,4 milhões de barris/dia).

As maiores contribuições para a produção total no decênio permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 82% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas, com cerca de 12%. As produções em mar costeiro, águas rasas e terra não ultrapassam 6% do total. Contudo, há expectativas de melhora na produção desses ambientes, em função dos impactos relacionados aos esforços para revitalização *onshore* e *offshore*, que são apresentados no item 5.4.

[36] 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.

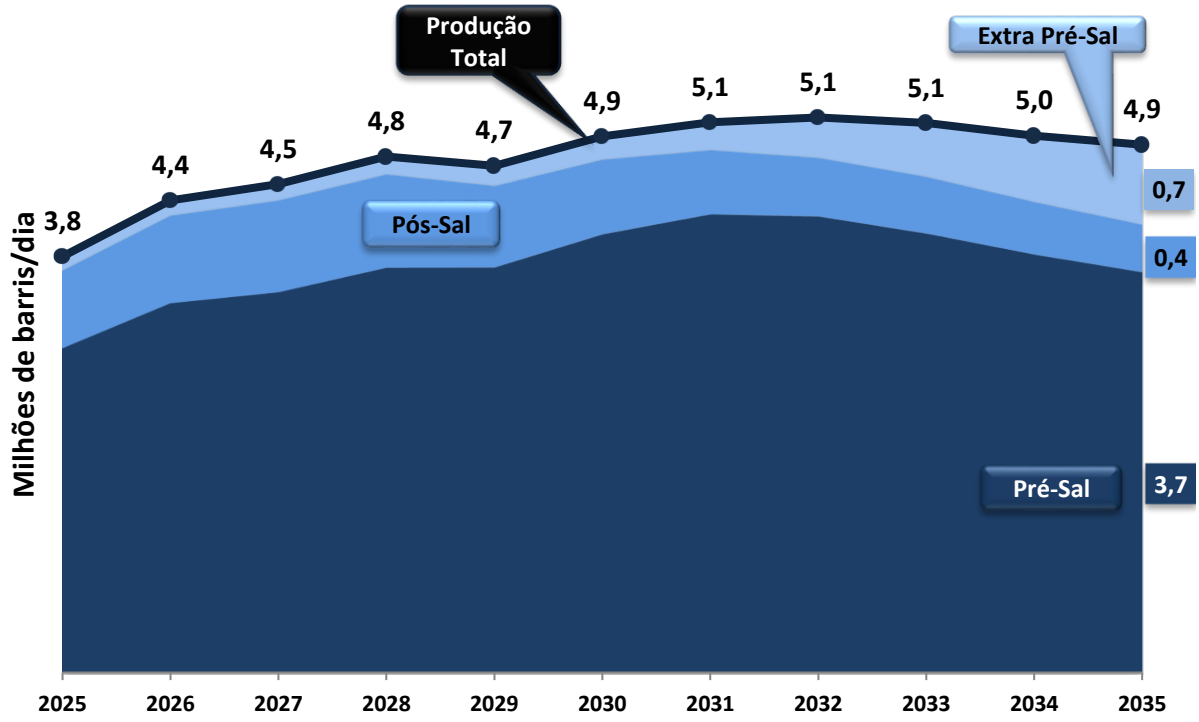
Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Maiores detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são disponibilizados no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo.

Atualmente, a contribuição do pré-sal representa cerca de 76% da produção brasileira total de petróleo e 77% da produção de gás natural. A participação do pré-sal na produção nacional tende a aumentar nos próximos anos, impulsionada pelo desenvolvimento de unidades de produção nesse ambiente exploratório, caracterizado por grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial. Nos próximos cinco anos, dos quinze projetos com entrada em produção previstos no Plano Estratégico da Petrobras 2025-2029, 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, Atapu, Sépia, 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 5-3) devido à influência da entrada em operação de 10 módulos de produção entre 2025 e 2030.

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 9%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e do extra pré-sal com participação de cerca de 15%.

Figura 5-3 – Previsão da produção de petróleo nacional para pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



Fonte: EPE (projeções).

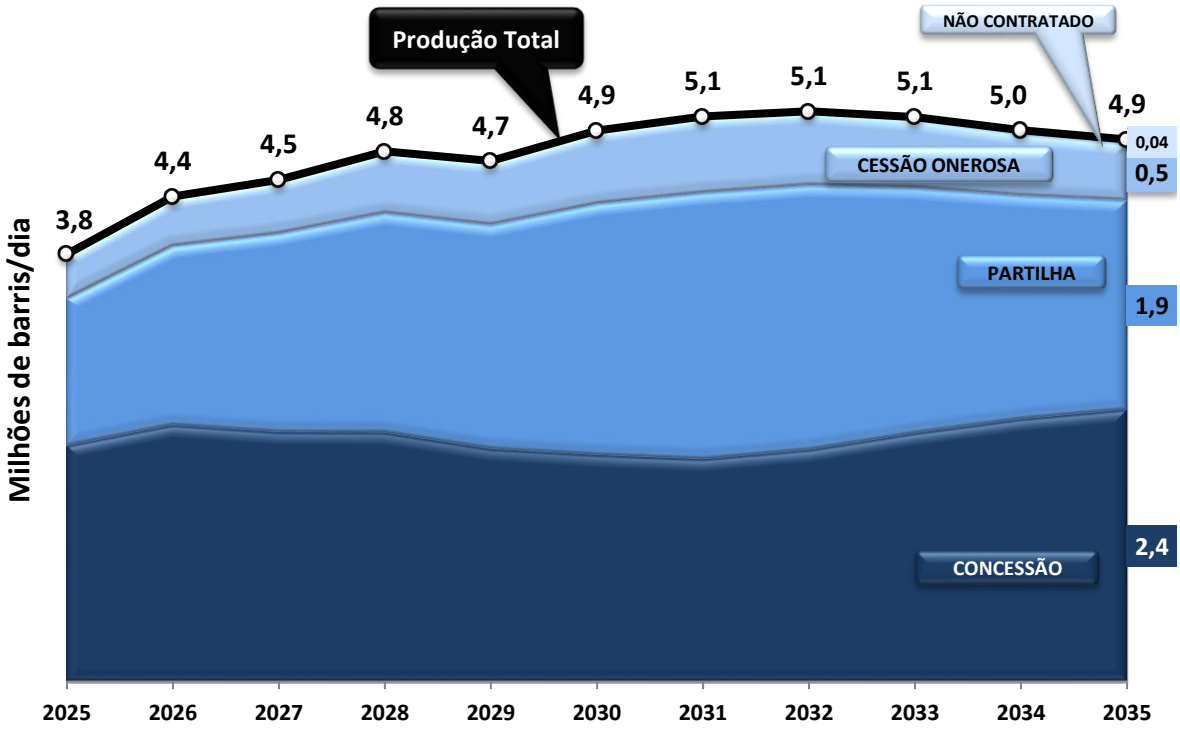
Cumpre destacar que estes resultados não consideram eventuais sensibilidades decorrentes dos efeitos de programas de revitalização de campos maduros *onshore* e *offshore*, que podem impulsionar a produção em outros ambientes exploratórios, inclusive com uso de *tie-backs* em áreas *offshore*.

O Box 5.2 traz uma análise sobre a expectativa de esforços exploratórios no horizonte decenal.

O sucesso exploratório em novas fronteiras pode fazer a produção manter 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 para a produção de hidrocarbonetos, tendo em vista sua evolução geológica similar a bacias análogas, na costa africana, e a bacias vizinhas, no Suriname, Guiana e Guiana Francesa, com descobertas de reservas relevantes de petróleo (ANP, 2021). 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 (EPE, 2024). Estimativas iniciais para a Bacia do Pará-Maranhão indicam a possibilidade de ocorrência de até 30 bilhões de barris (Zalán et al., 2021).

A Figura 5-4 apresenta a previsão de produção de petróleo, segmentada pelos regimes de **concessão**, **partilha de produção** e **cessão onerosa**. Observa-se que o regime de **concessão** lidera a produção ao longo do período, alcançando cerca de **50%**, com destaque para campos como **Tupi e Marlim**. O regime de **partilha**, que inclui campos estratégicos do pré-sal como **Búzios, Mero e Sépia**, apresenta crescimento contínuo, atingindo aproximadamente **39%** no último ano. Já a **cessão onerosa**, concentrada principalmente no campo de **Búzios**, contribui com cerca de **11%** em 2035.

Figura 5-4 – Previsão da produção de petróleo nacional por tipo de contrato



Fonte: EPE (projeções)

Box 5.2 Esforços exploratórios de óleo e gás no Brasil

O ano de 2024 e o primeiro semestre de 2025 foram marcados por uma aparente contradição no setor de E&P de petróleo e gás no Brasil: enquanto o mercado manifestou um apetite contínuo por novos blocos, especialmente em novas fronteiras como a Margem Equatorial e a Bacia de Pelotas, durante os ciclos de Oferta Permanente, a atividade de perfuração atingiu seu patamar mais baixo em mais de duas décadas.

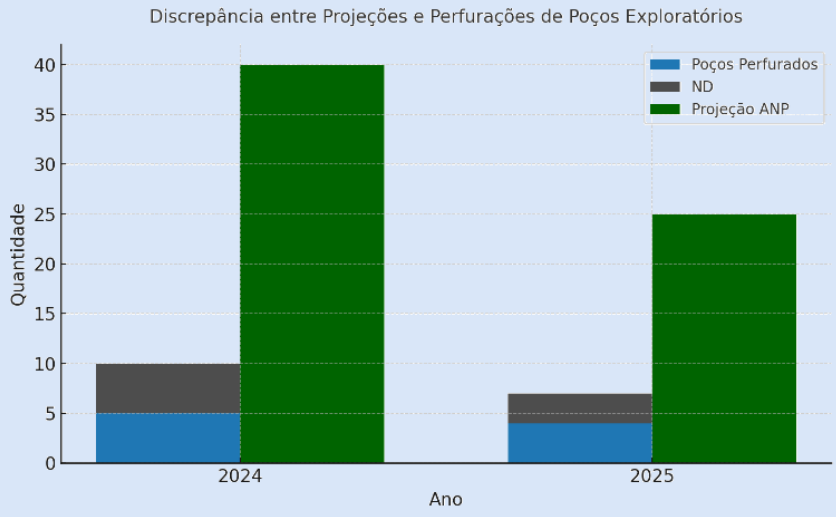
Aspectos da Licitação e Regulamentação

No ano de 2024 não houve novas rodadas de licitação, um reflexo das mudanças regulatórias e da revisão de portfólio pela ANP. A publicação pelo CNPE da Resolução nº 11/2023, alterando o Conteúdo Local Mínimo, levou a ANP a revisar seus instrumentos licitatórios. Essa revisão resultou na publicação da Resolução ANP nº 969/2024 e na remoção de 15 blocos da Oferta Permanente devido a sensibilidades socioambientais, além da redução de área em outros blocos (FOLHA, 2024 & EIXOS, 2024).

Em 2025, o cenário de licitações foi reativado com a 5ª Rodada de Oferta Permanente de Concessão (OPC). A Bacia da Foz do Amazonas foi o grande destaque deste ciclo, com a arrematação de 19 blocos, sinalizando a forte aposta do mercado no potencial geológico da Margem Equatorial. A Bacia de Pelotas também recebeu atenção, com a aquisição de 3 novos blocos.

Aspectos de Prospecção e Descobertas

Apesar do forte interesse demonstrado nas licitações, a atividade exploratória "de fato" foi significativamente menor que o esperado. Houve uma enorme discrepância entre as projeções da ANP e a realidade, com o número de poços perfurados em 2024 sendo o menor desde 1998, primeiro ano da série histórica da ANP.



Mesmo com a baixa atividade de perfuração, o período foi marcado por descobertas relevantes, principalmente no pré-sal. A Petrobras confirmou a presença de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar, na Margem Equatorial, e descobriu novas acumulações no pré-sal da Bacia de Santos e Bacia de Campos. A Shell encontrou indícios de gás na Bacia de Campos, e a BP anunciou sua maior descoberta em 25 anos no pré-sal da Bacia de Santos, embora com alto teor de CO_2.

Box 5.2 Esforços exploratórios de óleo e gás no Brasil

Descobertas Notáveis em 2024 e 2025

Descoberta	Bacia/Localização	Operadora	Significado
Anhangá	Bacia Potiguar (Margem Equatorial)	Petrobras	Reforça o potencial da nova fronteira
Aram, Búzios, Norte de Brava	Bacias de Santos e Campos (Pré-sal)	Petrobras	Podem vir a contribuir significativamente na produção do Pré-Sal
Bumerangue	Bacia de Santos (Pré-sal)	BP	Maior descoberta da BP em 25 anos, mas com desafios técnicos (CO_2)

Este descompasso entre os dois aspectos dos esforços exploratórios, alto interesse na aquisição de blocos e baixo registro de atividades de prospecção, é o principal indicador dos desafios no ambiente regulatório, especialmente no que tange ao licenciamento ambiental de novas fronteiras. Essa estagnação representa um risco para a reposição de reservas no longo prazo, apesar do crescimento robusto das reservas provadas em 2024, impulsionado pelas descobertas contínuas e significativas nos campos em operação do pré-sal.

A Margem Equatorial apresenta 26 blocos, adquiridos entre a 3ª e a 11ª rodada de licitações, com contratos suspensos. Desses blocos, 23 ainda não possuem descobertas e somam um compromisso de mais de 19.000 Unidades de Trabalho (UTs) remanescentes que podem ser cumpridas por meio da realização de atividades exploratórias (como gravimetria, sísmica 2D e 3D, reprocessamento, levantamento geoquímico, poços e outras) ou por meio da compra de dados com uma empresa de aquisição de dados (EAD). Os outros 3 blocos possuem Planos de Avaliação de Descoberta (PAD) e seus compromissos são estipulados no decorrer da Fase de Exploração por meio da aprovação dos PADs por parte da ANP. Dentre o total de compromissos de UTs e de PAD estima-se a perfuração de pelo menos 20 poços com o retorno dos contratos destes 26 blocos.

A expectativa sobre futuros esforços exploratórios aumenta se forem considerados os 19 blocos arrematados na Margem Equatorial durante a 5ª OPC, somando um total de 3.563 UTs.

A Bacia de Pelotas, outra área promissora de novas fronteiras, possui 44 blocos contratados na 4ª OPC, somando mais de 15.500 UTs compromissadas. Já na 5ª OPC, foram contratados 3 novos blocos na bacia, com o compromisso de 300 UTs.

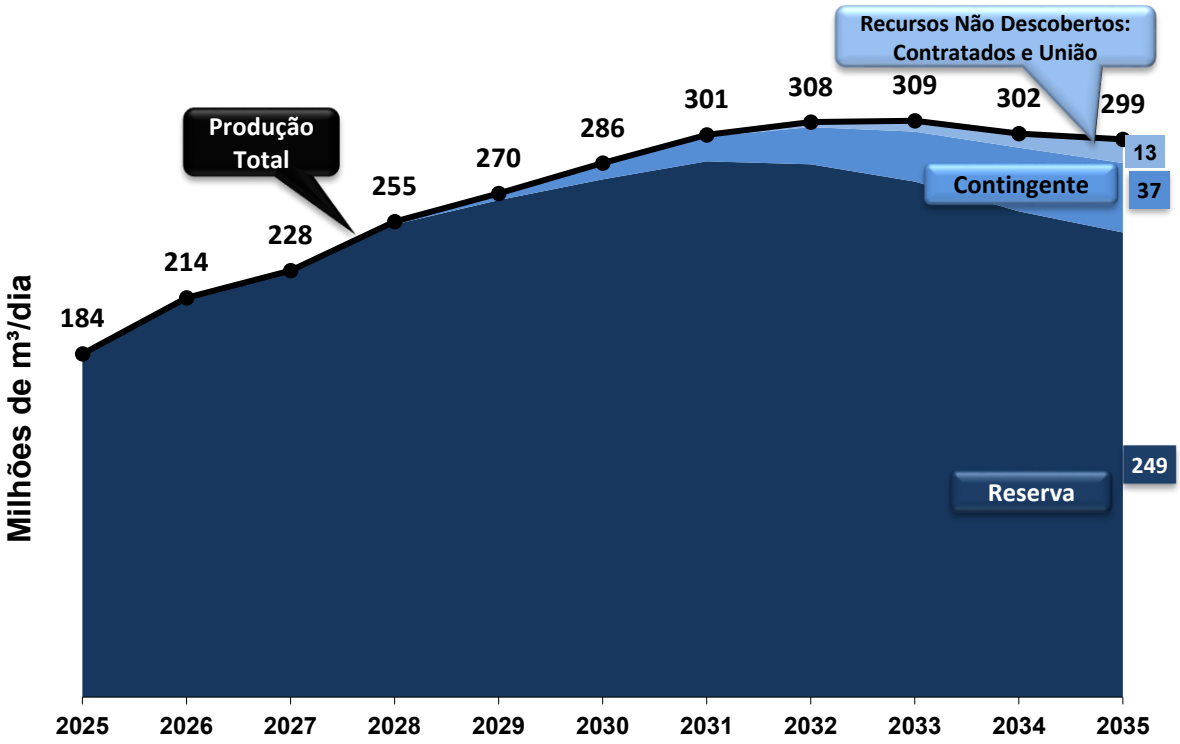
Para o decênio, as tendências apontam para um setor com duas prioridades: o desenvolvimento contínuo do pré-sal como a principal fonte de produção e a exploração gradual de novas fronteiras, cuja aceleração dependerá de maior clareza, estabilidade e previsibilidade nos processos de licenciamento ambiental e regulação.

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.

5.2 Previsão da produção de gás natural

A parcela da produção bruta de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2033, quando se atinge um pico de produção próximo de 309 milhões de m^3/dia. No final do decênio, a produção da reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição dos recursos contingentes e não descobertos (Figura 5-5). No decênio, as maiores contribuições, para todas as categorias, estão associadas às bacias de Santos, Campos, Parnaíba, Sergipe-Alagoas (SEAL), Solimões e Potiguar. Essas bacias somam cerca de 95% da produção nacional prevista de gás natural.

Figura 5-5 – Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional



Fonte: EPE (projeções).

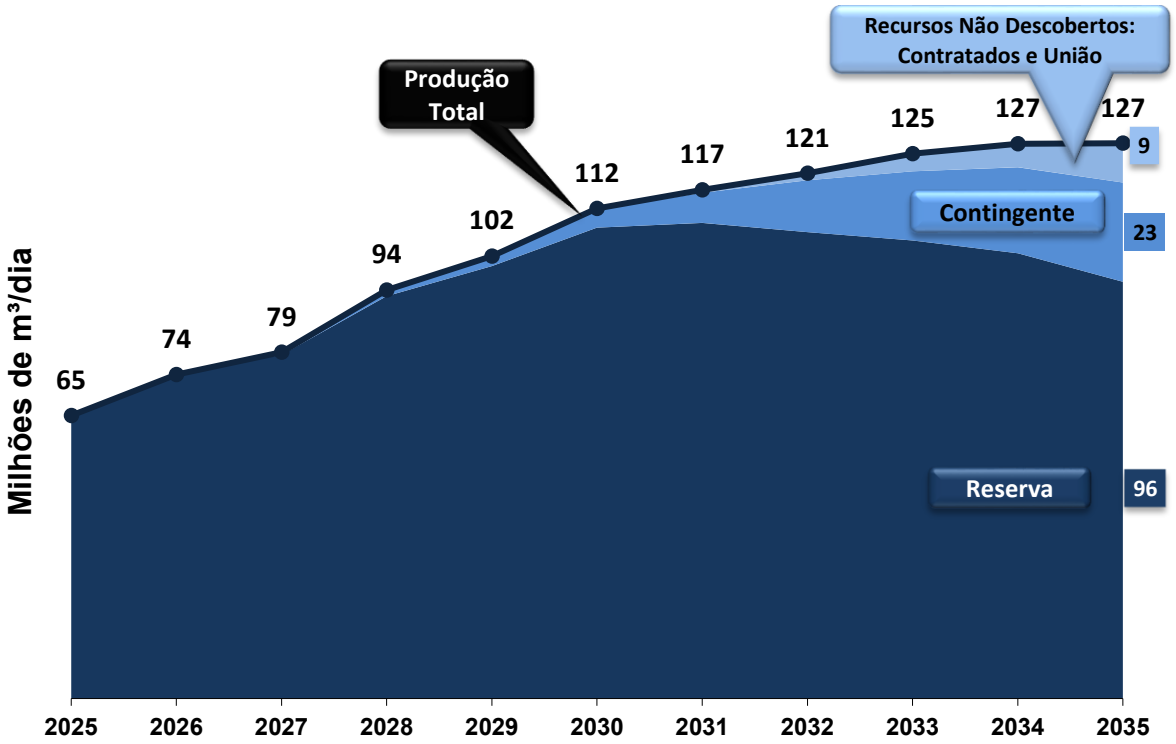
A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações no horizonte geológico do pré-sal na Bacia de Santos, a produção marítima na Bacia Potiguar e Espírito Santo e a produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com cerca de 95% do total dos recursos contingentes no ano de 2035.

A partir de 2030, 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 2035.

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 90% do total previsto para 2035, 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, Parnaíba, Solimões, Sergipe-Alagoas (SEAL), Amazonas e Alagoas.

A produção líquida de gás natural (Figura 5-6), 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 5-6 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional



Fonte: EPE (projeções).

A previsão da produção líquida de gás natural apresenta um crescimento ao longo de todo decênio. 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 CO_2, para o aumento da recuperação do petróleo e para a manutenção da pressão nos reservatórios. Durante a separação do CO_2, 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 CO_2 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.

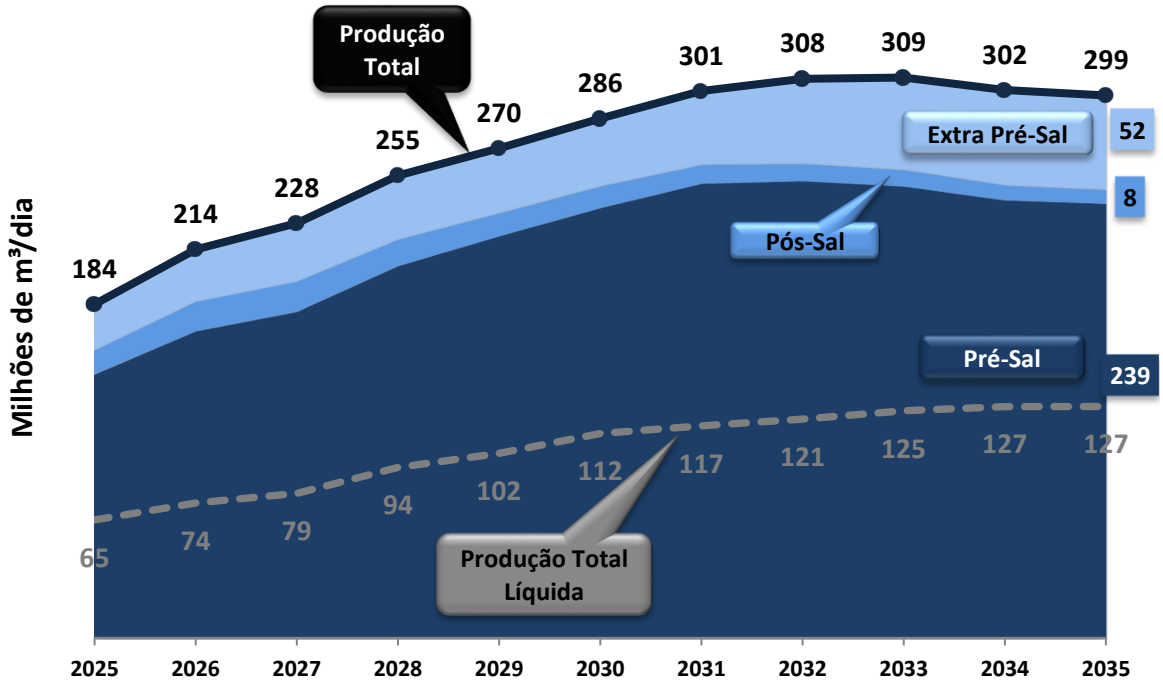
A Figura 5-7 apresenta as previsões da produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra pré-sal. Até 2033 ocorre o crescimento acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do pré-sal, representando cerca de 80% do total em 2035.

O Box 5-3 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. Embora não sejam alvo das previsões do PDE 2035, os reservatórios não convencionais de petróleo e gás natural, em um cenário de abertura do mercado de gás natural com maior competitividade, com ampliação da participação do

energético na matriz energética nacional e pela manutenção da segurança energética, podem constituir uma oportunidade para essa fonte. O Box 5-4 traz um panorama sobre as iniciativas que estão sendo tomadas a fim de conhecer melhor o potencial destes reservatórios.

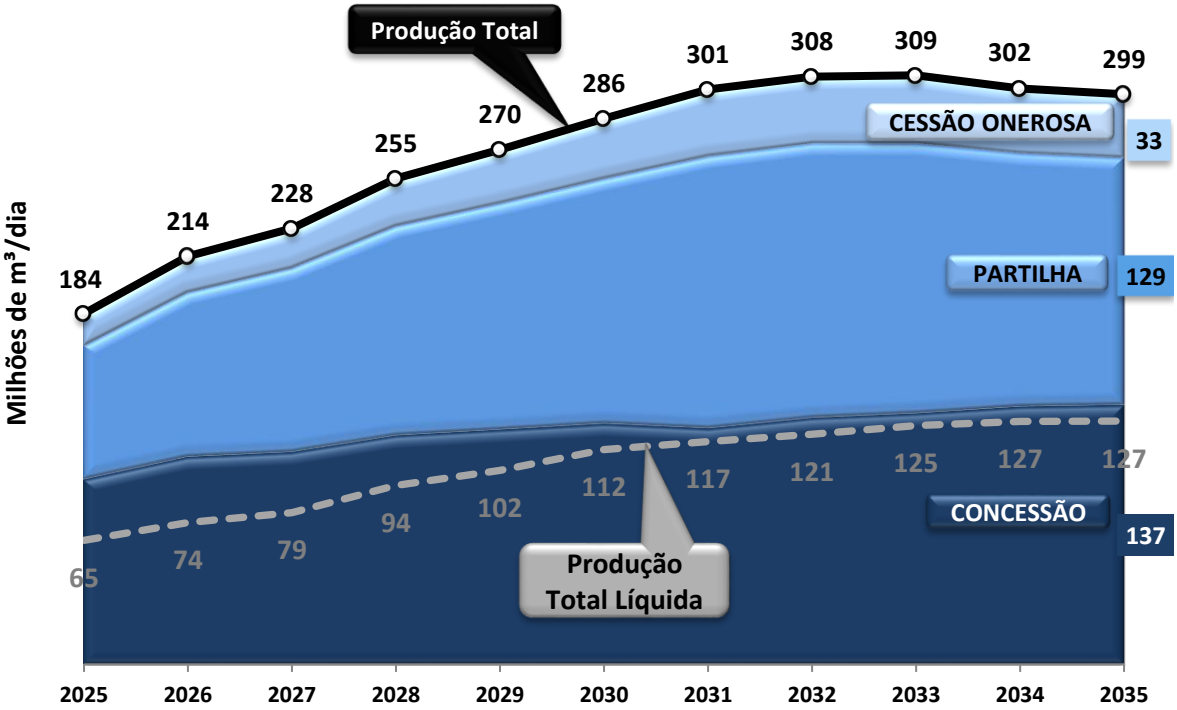
Figura 5-7 – Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



Fonte: EPE (projeções).

A Figura 5-8 apresenta a previsão de produção de gás natural, segmentada pelos regimes de **concessão**, **partilha de produção** e **cessão onerosa**. Em 2035, a produção total estimada é de **299 milhões de m³/dia**, com destaque para o regime de **concessão**, responsável por cerca de **45%**, impulsionado por campos como **Tupi, Raias Manta e Pintada e Bacalhau**. O regime de **partilha**, que inclui campos relevantes como **Búzios, Mero e Sépia**, contribui com cerca de **43%**, enquanto a **cessão onerosa**, com destaque para o campo de **Búzios**, representa cerca de **11%**.

Figura 5-8 – Previsão da produção de gás natural nacional por tipo de contrato



Fonte: EPE (projeções).

Box 5.3 Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2035

A previsão de referência para a produção líquida de gás natural considera a produção das diferentes categorias de recursos convencionais de gás natural, descobertos ou não, suas incertezas e parcelas redutoras de injeção, consumo próprio e queima, conforme já citado no item 5.2. É considerada também a possibilidade de um projeto de transferência de gás no Campo de Búzios, partindo de módulos sem capacidade de processamento e exportação de gás para módulos exportadores de gás que tenham capacidade ociosa.

Devido ao seu grande volume de gás natural associado, a Bacia de Santos é foco constante da busca pelo aumento na disponibilização deste recurso.

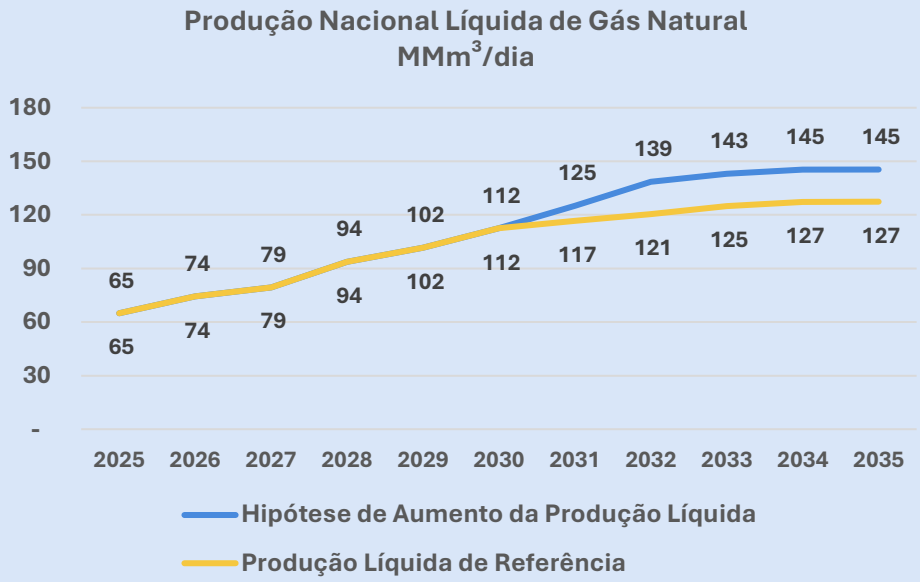
Os campos com teores muito elevados de CO_2 como o caso de Mero, inviabilizam a disponibilização de gás por apresentarem uma parcela de gás remanescente muito pequena e pelo processo de separação de CO_2 utilizar grande espaço na superfície da plataforma. O Gas HUB pode ser uma alternativa para o campo 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.

Nesse sentido, 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 MMm^3/dia, e na exportação de 3 MMm^3/dia de gás natural na plataforma Búzios 12, além da transferência de gás, já considerada na previsão de

Box 5.3 Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2035

referência, que também poderia ser realizada por essa plataforma. A Figura 5-9 compara a previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural.

Figura 5-9 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional e a sensibilidade para aumento da disponibilidade



Fonte: EPE (projeções).

Box 5.4 Panorama dos reservatórios não convencionais brasileiros no horizonte do PDE 2035

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 (EPE, 2012). 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.

Algumas instituições, baseadas em dados e informações disponíveis, apresentaram estimativas para as bacias brasileiras com expectativa para reservatórios não convencionais de petróleo e gás. A EIA (2013) posiciona o Brasil como o 10º país com recursos de reservatórios não convencionais de gás de folhelho no mundo, com 6,9 trilhões de m^3 de gás natural. Em algumas estimativas, o potencial pode chegar a cerca de 15 trilhões de m^3.

Conhecer o potencial brasileiro em recursos não convencionais e planejar, de forma ambientalmente responsável e economicamente competitiva, a utilização desses recursos

para as próximas décadas é estratégico, tendo em vista a relevância, em especial do gás natural, como combustível para uma transição energética equilibrada e justa.

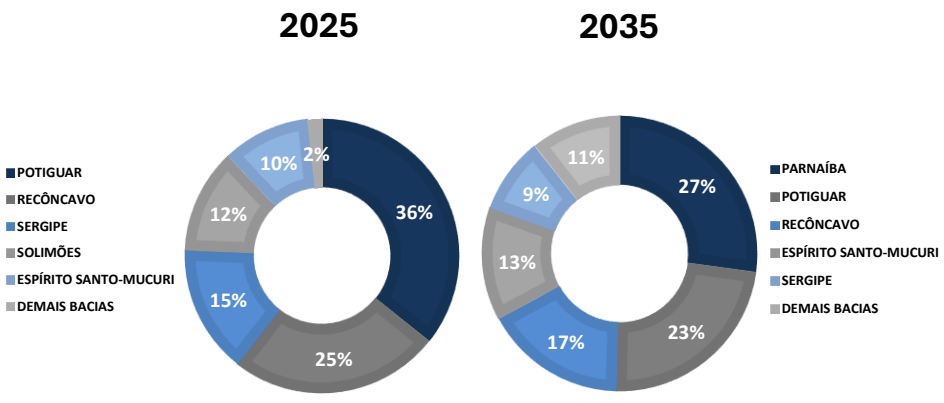
Nesse sentido, destaca-se o Projeto Poço Transparente, que é uma iniciativa do governo brasileiro para ampliar o conhecimento sobre o fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais de petróleo e gás natural e divulgar informações de aspectos geológicos, ambientais e de monitoramento da técnica, tornando os dados obtidos acessíveis para toda a sociedade de forma transparente, esclarecedora e sustentável. Em julho de 2025, a empresa CEMES Petróleo S.A teve o projeto para a execução do Poço Transparente qualificado pelo MME. O projeto passará, a partir de agora, por um processo rigoroso de acompanhamento coordenado pelo MME de forma a garantir a utilização das melhores técnicas disponíveis para que as autoridades competentes aprovem o processo de licenciamento ambiental e o atendimento aos requisitos de segurança operacional estabelecidos pela ANP. A CEMES Petróleo S.A. disponibilizou a página oficial do projeto qualificado no âmbito do Projeto Poço Transparente, na qual destaca que o projeto operacional ainda se encontra em fase de planejamento e ainda não há informações detalhadas sobre planos de estimulação do poço ou dados de monitoramento de atividades.

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 Sergipe, representando 89% da produção prevista no ambiente *onshore* (Figura 5-10).

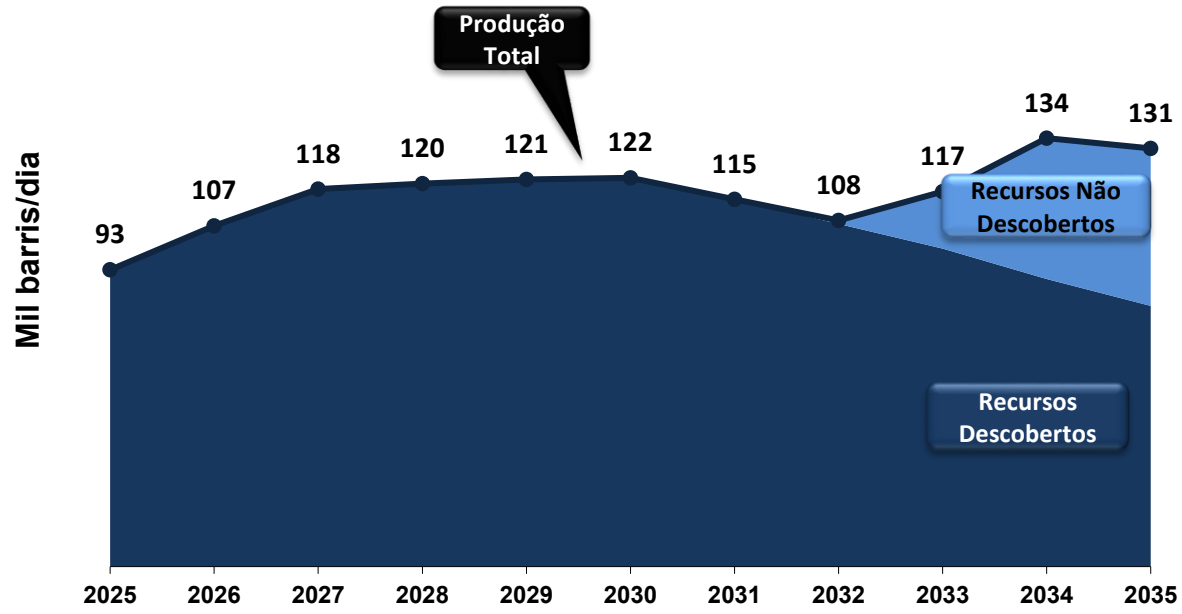
A previsão da produção de petróleo no ambiente *onshore* apresenta, no final do decênio, cerca de 131 mil barris por dia, com a participação de 62% de Recursos Descobertos e 38% de Não Descobertos. A produção declinante das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos é complementada pelos Recursos Não Descobertos em 2032 (Figura 5-11), com leve queda em 2035, devido ao declínio natural dos ativos recursos descobertos.

Figura 5-10 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo



Fonte: EPE.

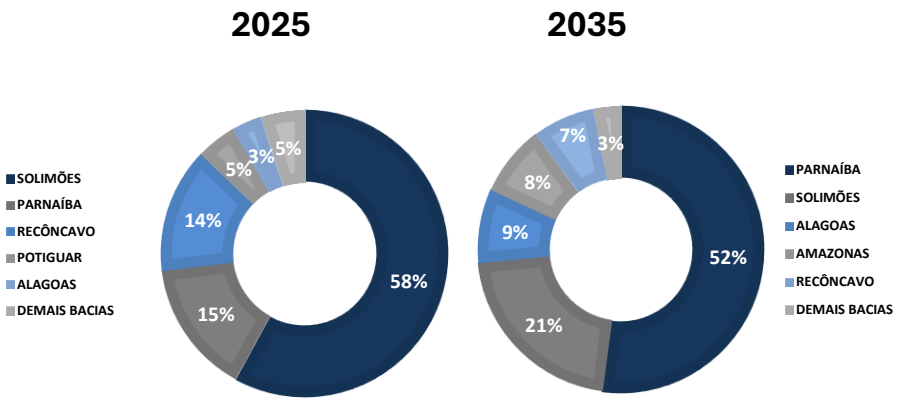
Figura 5-11 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de petróleo



Fonte: EPE (projeções).

A produção de gás natural[37] é sustentada, ao longo do decênio, nas bacias: Parnaíba, Solimões, Alagoas, Amazonas, e Recôncavo, representando ao final do período, cerca de 97% (Figura 5-12) da produção bruta e líquida, prevista no ambiente *onshore* (Figura 5-13).

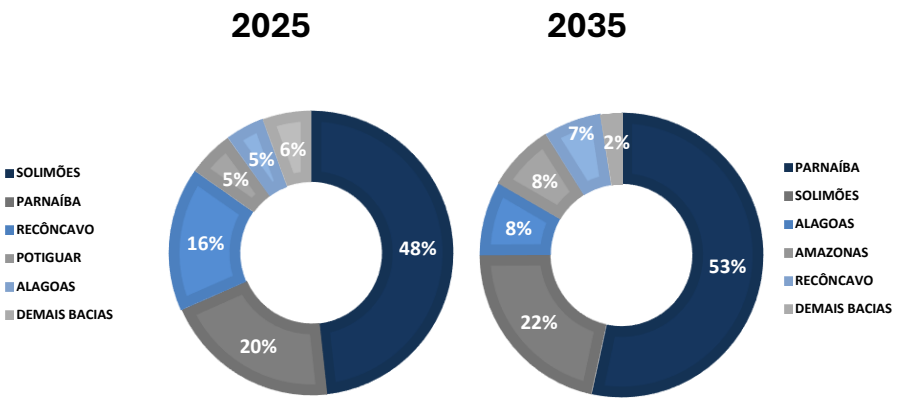
Figura 5-12 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural bruta



Fonte: EPE.

[37] https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/oferta-permanente-de-concessao-opc-anp-antecipa-a-publicacao-da-nova-versao-do-edital-e-minutas-de-contratos No âmbito do PDE 2035, a ausência de recursos não descobertos (RND) de gás natural nas projeções até 2035 decorre do fato de a parcela mais expressiva de RND de gás natural corresponder a gás não associado. A entrada de gás não associado e ainda não descoberto está prevista no perfil de produção apenas a partir de 2036, não se aplicando, portanto, ao período de referência deste PDE.

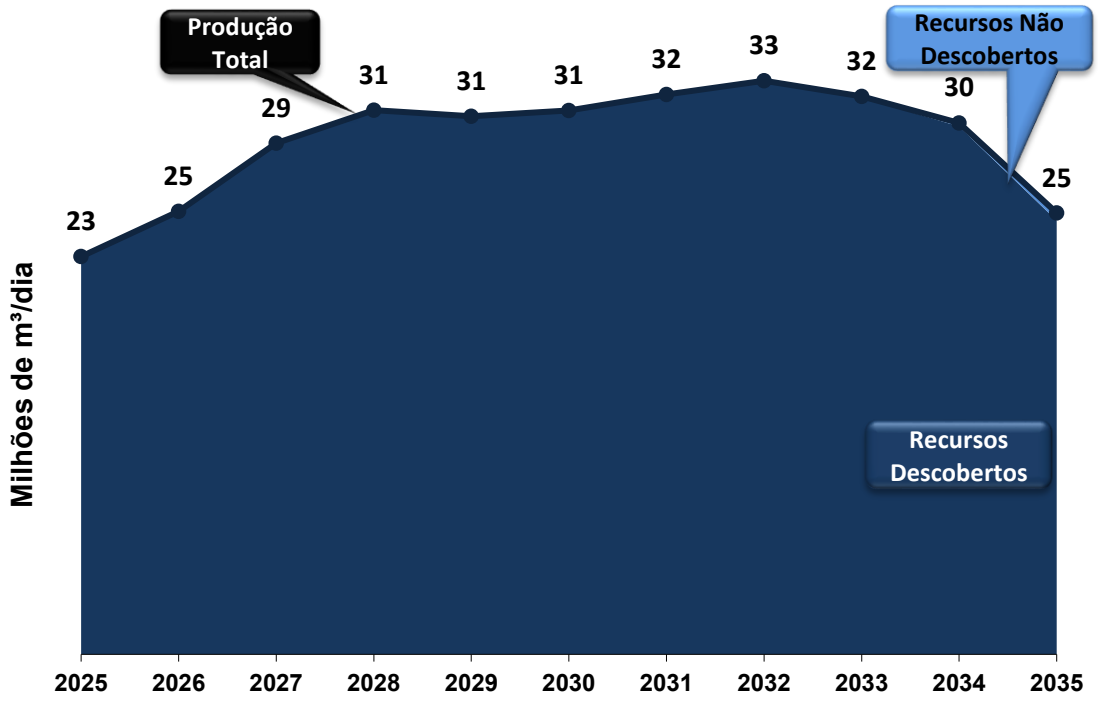
Figura 5-13 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural líquida



Fonte: EPE.

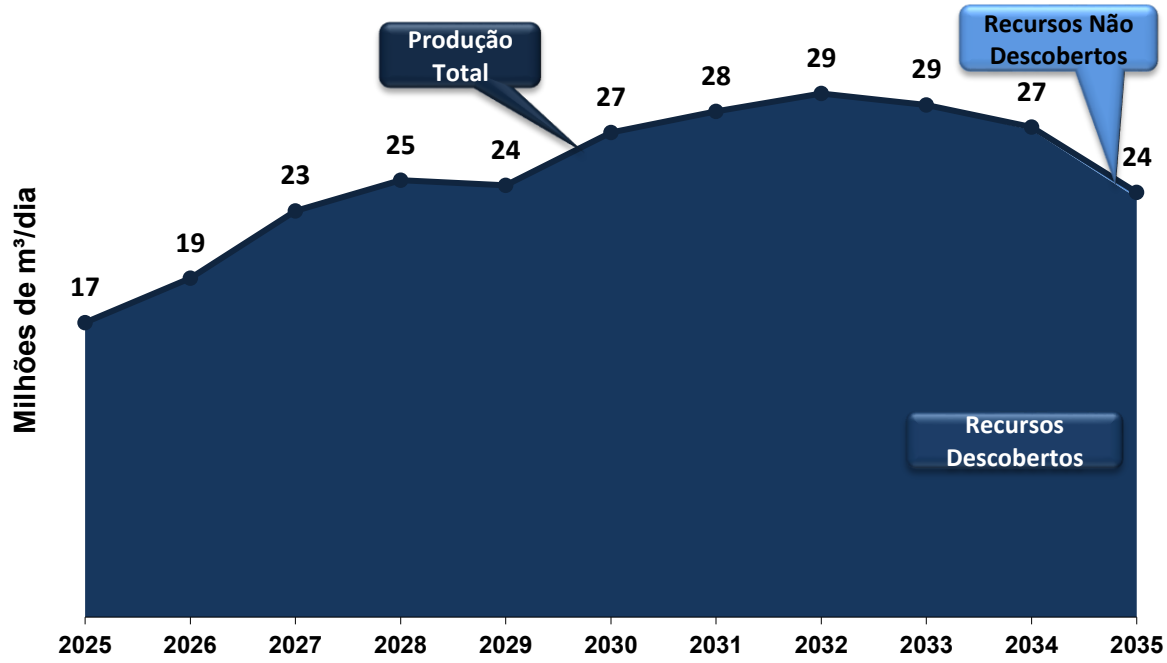
A previsão da produção de gás natural bruta no ambiente *onshore* apresenta ao final do decênio cerca de 25 milhões de m^3 por dia e a líquida cerca de 24 milhões de m^3 por dia, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos. Essa produção declinante é complementada, de forma bem tímida, com as unidades na categoria de Recursos Não Descobertos, representando, respectivamente, 98% e 2% da produção em 2035, para a produção bruta (Figura 5-14) e 99% e 1% para a produção líquida (Figura 5-15).

Figura 5-14 – Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente onshore



Fonte: EPE (projeções).

Figura 5-15 – Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente onshore



Fonte: EPE (projeções).

5.4 Análise de sensibilidade para o aumento da produção onshore e offshore no horizonte do PDE 2035

A produção brasileira de petróleo e gás natural crescerá 56% em 2035, em relação ao ano de 2024, influenciada principalmente pela produção do pré-sal, como indicam as previsões de referência deste PDE. A Bacia de Santos, com destaque para os campos de Tupi e Búzios, lidera esse avanço, beneficiada por ganhos operacionais e entrada de novas plataformas FPSO.

Por outro lado, a produção oriunda de reservas, especialmente no pós-sal, apresenta tendência de declínio a partir de 2029. A Bacia de Campos, que historicamente sustentou a produção *offshore* brasileira, registrou uma queda superior a 850 mil barris/dia entre 2015 e 2025. Desde 2016 a Petrobras iniciou uma estratégia de desinvestimentos e concentrou esforços em ativos de águas profundas e ultraprofundas, realocando investimentos e promovendo a entrada de novos operadores nos campos maduros. Como resultado, o número de empresas atuando nesses ativos aumentou significativamente, e casos como o Polo Pargo, na Bacia de Campos, demonstram o potencial de revitalização com aumento da produção após a transferência de operação.

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 85 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.

Além disso, 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 operado por empresa independente aumentou a produção no estado.

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), onde indica o percentual do volume original que se espera produzir em um reservatório, através de métodos de recuperação secundária e terciária, sendo calculado pela razão entre a soma da reserva e o volume de hidrocarbonetos produzido acumulado com o volume original *in situ* (VOI) de um reservatório. 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 217 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	6.527,9	2.034,0	350,0	**37%**	31%	65,3
Potiguar	5.269,9	1.069,3	245,6	**25%**	20%	52,7
Sergipe	3.164,6	590,3	312,8	**29%**	19%	31,6
Alagoas	1.986,0	249,7	107,3	**18%**	13%	19,9
Solimões	1.954,7	999,5	500,3	**77%**	51%	19,5
Espírito Santo-Mucuri	1.703,0	265,3	105,3	**22%**	16%	17,0
Camamu-Almada	560,3	0,4	13,8	**3%**	0%	5,6
Parnaíba	401,8	113,3	239,0	**88%**	28%	4,0
Amazonas	105,4	4,3	91,4	**91%**	4%	1,1
Tucano Sul	39,0	15,0	3,1	**47%**	38%	0,4
Paraná	3,13	0,2	2,37	**81%**	5%	0,03
Barreirinhas	9,6	0,1	3,7	**40%**	1%	0,1
Total	**21.746**	**5.342**	**2.003**	**34%**	25%	**217**

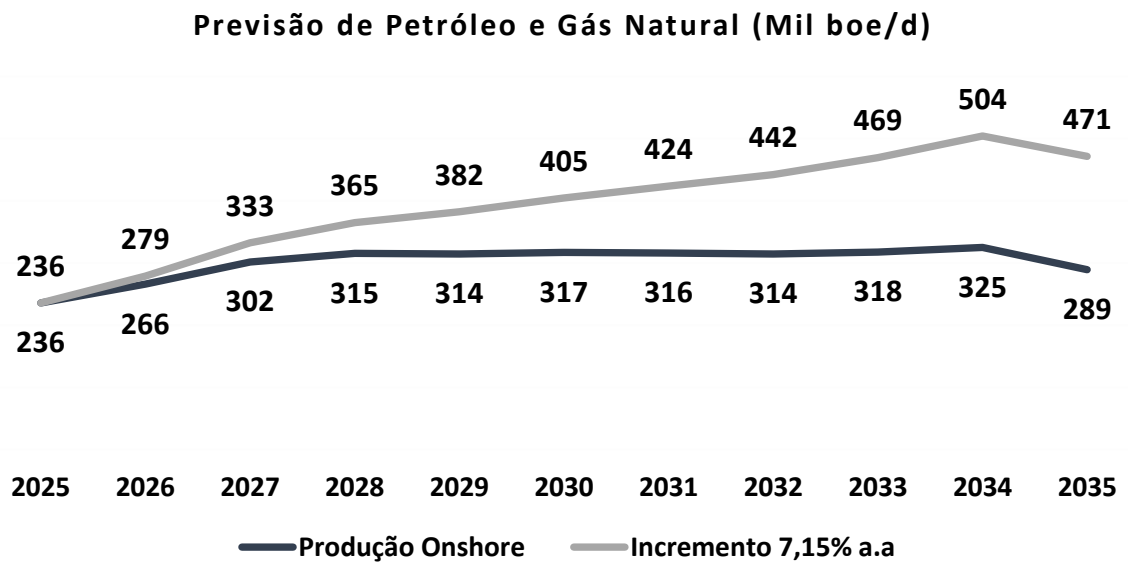
* Fator de recuperação atual (FRa) refere-se ao percentual do volume original produzido.

Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (BAR 2024).

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 25%, percentual inferior aos das amostras internacionais, que apresenta uma média de 35%. Neste caso, por exemplo, já está ocorrendo um melhor aproveitamento em campos desinvestidos pela Petrobras nos estados do Rio Grande do Norte e Bahia por exemplo. 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 290 mil barris de óleo equivalente por dia (mboed) para a produção *onshore*, em 2035. 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 2% 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 um pico de produção próximo de 500 mil boe/d em 2034, com um crescimento anual médio de 7,15%, conforme demonstrado na Figura 5-16.

Figura 5-16 – Previsão de produção onshore 2025-2035 considerando aumento do FR



Fonte: EPE (projeções).

Como parte da estratégia nacional para ampliar a produção de petróleo e gás natural, a revitalização de campos maduros tem ganhado destaque como instrumento essencial para estender a vida útil dos ativos e elevar o fator de recuperação (FR) das reservas. Atualmente, o FR médio no Brasil é de aproximadamente 22% para petróleo e 30% para gás natural – índices inferiores aos observados em países com um maior foco na gestão da recuperação de seus recursos naturais.

Para reverter esse cenário, o Governo Federal, por meio de iniciativas do CNPE e da ANP, tem promovido políticas específicas voltadas à recuperação avançada, como a flexibilização de cláusulas contratuais, incentivos fiscais e programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) voltados à aplicação de tecnologias de recuperação secundária e terciária. A criação do

Programa para Incentivo e Revitalização das Atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural - Potencializa E&P - tem a diretriz de estimular a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural, atuando em temas específicos, como o desenvolvimento sustentável das atividades de E&P, o fomento a campos de economicidade marginal, os aprimoramentos do Sistema de Oferta de Áreas para E&P, os incentivos à expansão da cadeia de bens e serviços nacionais e o desenvolvimento de recursos em reservatórios não convencionais.

Essas ações visam não apenas aumentar o aproveitamento dos volumes *in-situ*, mas também garantir a continuidade da arrecadação de participações governamentais, preservar empregos e fomentar a cadeia de suprimentos local. Além disso, a revitalização contribui para a estabilidade do ambiente de negócios, promovendo o desenvolvimento econômico regional e nacional, com impactos positivos sobre a segurança energética e a sustentabilidade da indústria de óleo e gás no país.

No ambiente *offshore* há uma predominância na produção de petróleo e gás natural nas bacias de Santos e Campos, que representam quase toda a produção marítima acumulada até 2024. A Bacia de Santos tem previsão de crescimento na produção para os próximos 7 anos, propiciado pelo desenvolvimento dos campos da Cessão Onerosa, assim como dos volumes excedentes destes contratos. Já para a Bacia de Campos, o cenário é diferente, com uma previsão de declínio contínuo da produção já a partir de 2028 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.

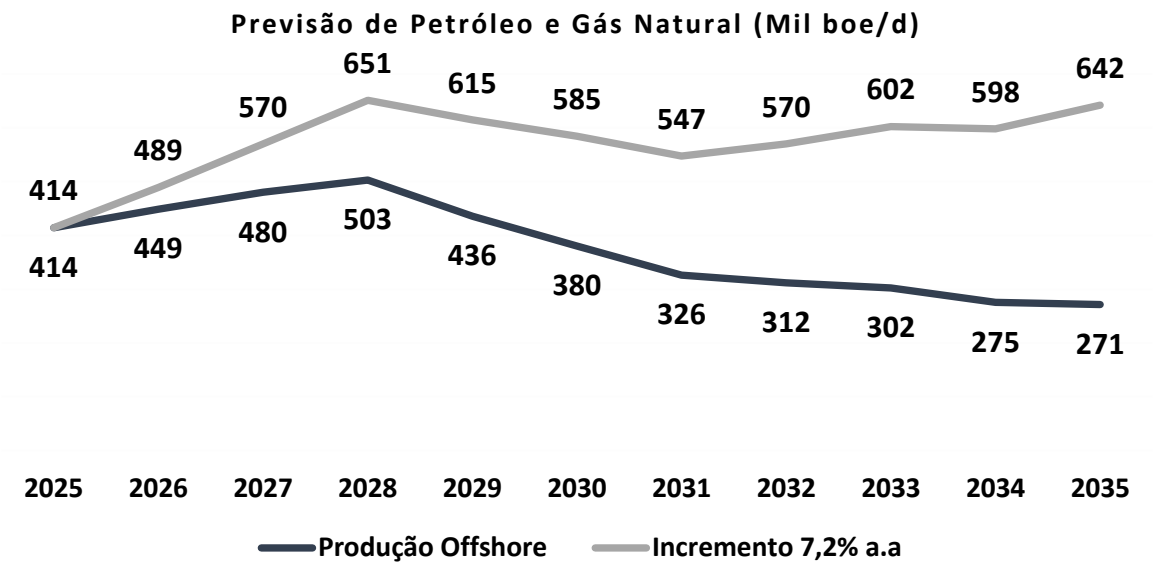
Tabela 5-2 – Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Santos	121.053,0	8.358,59	27.434,9	**30%**	7%	1.210,5
Campos	99.281,3	16.011,12	11.856,1	**28%**	16%	992,8
Sergipe	4.765,5	342,85	1.323,0	**35%**	7%	47,7
Potiguar	1.369,5	248,11	22,4	**20%**	18%	13,7
Espírito Santo-Mucuri	956,6	289,26	117,8	**43%**	30%	9,6
Ceará	813,3	170,51	0,0	**21%**	21%	8,1
Camamu-Almada	469,3	178,33	34,9	**45%**	38%	4,7
Alagoas	28,4	21,17	5,6	**94%**	74%	0,3
Total	**228.737**	**25.620**	**40.795**	**29%**	11%	**2.287**

Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (BAR 2024).

No Programa de Desinvestimentos da Petrobras são considerados 25 campos localizados na Bacia de Campos. Atualmente, a bacia possui FR de 28% e com a perspectiva de elevação do FR estima-se que ocorra aumento de cerca de 55% 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. O Gráfico 5-17 sinaliza que, para uma previsão de aumento da produção em cerca de 55% em 2035, comparado com 2025, seria necessário um crescimento médio anual de 4,5% a.a., com a elevação do FR. Nas curvas de referência do PDE 2035, as 25 unidades utilizadas nessa simulação apresentam um acréscimo na produção até 2028, seguido de constante declínio até o final do período.

Figura 5-17 - Previsão de produção *offshore* 2025-2035, dos 25 campos, considerando aumento do FR



Fonte: EPE (projeções).

5.5 Contribuição da Oferta Permanente para o PDE 2035

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.

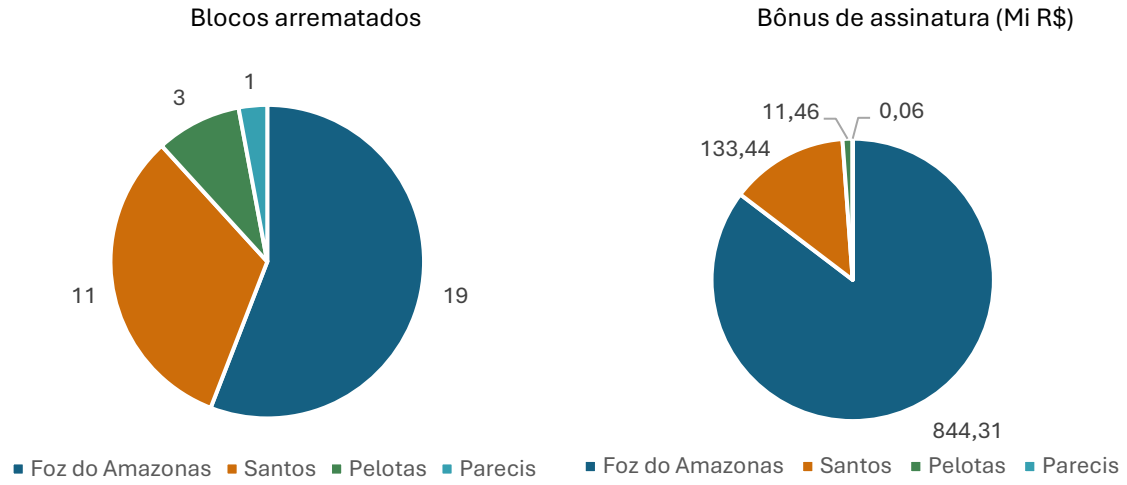
Do ponto de vista do planejamento, a OP possibilita a antecipação das contratações das áreas, pois dispensam a necessidade de um calendário de ofertas, assim sendo, amplia-se o acesso das áreas para os diversos perfis de empresas de E&P. Dentro do horizonte decenal, a OP possibilitará o aumento das atividades 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)

Em 19/12/2024, a ANP publicou as versões finais do novo edital de licitações e dos novos contratos da OPC, após todos os trâmites legais necessários, conjugando esforços da ANP com o Tribunal de Contas da União (TCU), o que permitiu a antecipação dessas publicações. Essa antecipação possibilitou que novas áreas fossem disponibilizadas para a realização de um novo ciclo de OPC ainda no 1º semestre de 2025. O novo edital publicado para o 5º Ciclo OPC colocou

à disposição 332 blocos exploratórios de nova fronteira, sendo 44 em terra e 288 no mar, dispostos em 11 bacias sedimentares[38].

No certame do 5º Ciclo de OPC, realizado em 17/06/2025, foram apresentadas 41 ofertas, por 9 licitantes, que resultaram no arremate de 34 blocos exploratórios, distribuídos em 4 bacias sedimentares, conforme mostrado na Figura 5-18 abaixo. Apesar do reduzido número de arremates (apenas 10,2% dos 332 blocos disponíveis), o certame foi considerado de grande sucesso tendo arrecadado R$ 989 milhões em bônus de assinatura e atingido a marca de R$ 1,46 bilhão em compromissos de investimentos nos Planos Exploratórios Mínimos (PEM). O valor arrecadado em bônus de assinatura no 5º Ciclo OPC é superior à soma de todos os valores arrecadados, nesta rubrica, nos 4 ciclos anteriores.

Figura 5-18 – Resumo dos resultados do 5º Ciclo OPC



O grande destaque do 5º Ciclo de OPC foram os 19 blocos exploratórios arrematados na Bacia da Foz do Amazonas, totalizando 16,3 mil km^2 de área, registrando compromissos de investimentos no PEM de R$ 1 bilhão, e com arrecadação em bônus de assinatura de R$ 844 milhões, chegando a um ágio médio de 912% sobre o bônus de assinatura mínimo estabelecido em edital, com máxima perto de 3.000%. Esse foi o maior ágio do leilão, refletindo o alto interesse das empresas na região.

A Petrobras, em parceria com a ExxonMobil, arrematou dez blocos nessa bacia, sendo os demais arrematados pelo consórcio Chevron Brasil Óleo/CNPC Brasil. Dos 34 blocos arrematados no 5º Ciclo da OPC, 33 já tiveram seus contratos de concessão assinados. O único ainda pendente é o bloco PRC-T-121, cujo prazo para assinatura foi prorrogado até 30/01/2026, após deliberação da Comissão Especial de Licitação das Rodadas de Oferta Permanente.

No mesmo dia em que foi realizado o certame do 5º Ciclo da OPC, 16/06/2025, foi anunciada a abertura do 3º Ciclo OPP. Nesse ciclo, 13 blocos estavam disponíveis. Dos quais, os 7 blocos listados na Tabela 5-3 receberam declaração de interesse e foram levados a leilão. Os blocos de Ônix e Larimar não receberam ofertas, enquanto os demais cinco foram arrematados totalizando R$ 103,7 milhões de reais em bônus de assinaturas e investimentos mínimos previstos superiores a R$ 450 milhões de reais. Todos os blocos tiveram ágio em relação aos valores mínimos de excedente de óleo estabelecidos (Tabela 5.4).

[38] https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/oferta-permanente-de-concessao-opc-anp-antecipa-a-publicacao-da-nova-versao-do-edital-e-minutas-de-contratos

Destaca-se, nesse contexto, a estreia da australiana Karoon e da chinesa CNOOC como operadoras de blocos sob o regime de partilha. Petrobras e Equinor arrematataram 2 áreas cada, sendo a Petrobras operadora em ambas as áreas adquiridas e a Equinor operadora do bloco de Itaimbezinho. De acordo com o cronograma do certame, a adjudicação e homologação dos resultados estão previstas para o início de fevereiro, e a assinatura dos contratos deverá ocorrer até 29/05/2026.

Tabela 5-3 – Blocos exploratórios disponíveis para o 3º Ciclo OPP

Bacia	Setor	Bloco	Área (Km²)	Bônus de Assinatura (R$)	Programa Exploratório Mínimo – PEM (UT)
Campos	SC-AP3	Citrino	1.251,27	5.689.435,33	213
Campos	SC-AP4	Itaimbezinho	710,54	11.008.615,95	121
Campos	SC-AP4	Jaspe	1.008,97	52.234.042,42	172
Campos	SC-AP3	Larimar	2.093,02	36.469.743,39	272
Campos	SC-AP3	Ônix	1.327,56	21.299.775,37	226
Santos	SS-AUP3	Ametista	1.555,31	1.060.087,39	264
Santos	SS-AUP3	Esmeralda	3.655,56	33.736.000,00	272
			11.602,23	**161.497.699,85**	**1540**

Tabela 5-4 – Resultado do 3º Ciclo da Oferta Permanente da Partilha

Bacia	Setor	Bloco	Empresa/Consórcio vencedor (* operador)	% Excedente em óleo	Ágio
Campos	SC-AP3	Citrino	Petrobras (100%)	31,19	251,63%
Campos	SC-AP4	Itaimbezinho	Equinor (100%)	6,95	4,20%
Campos	SC-AP4	Jaspe	Petrobras* (60%) Equinor (40%)	32,85	96,47%
Santos	SS-AUP3	Ametista	CNOOC* (70%) SINOPEC (30%)	9	40,41%
Santos	SS-AUP3	Esmeralda	Karoon (100%)	14,10	33,78%

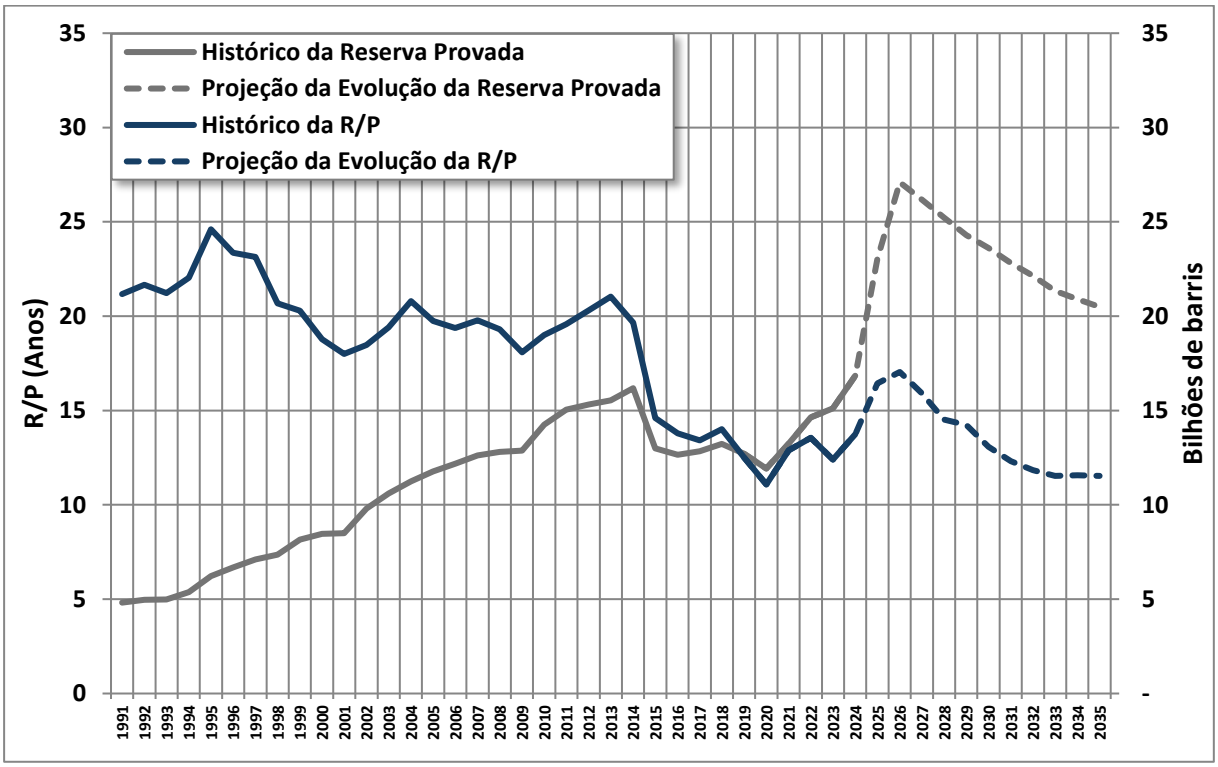
5.6 Evolução das reservas provadas e da relação R/P

Para a previsão da evolução das reservas provadas, 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, abordando como metodologia, a composição dessas estimativas de volumes recuperáveis no momento presente, com abatimento ao longo dos anos de acordo com a produção prevista

Entre 2025 e 2035, a Figura 5-19 evidencia um pico nas reservas provadas de petróleo, com o ápice por volta de 2026, com cerca de 27 bilhões de barris. Esse aumento, considerando todas as categorias de recursos, pode ser atribuído à intensificação de investimentos em exploração e desenvolvimento de campos maduros, impulsionados por políticas públicas e incentivos à produção nacional. Contudo, após esse período, observa-se um declínio nas reservas, até o fim

do decênio, possivelmente relacionado à limitação geológica dos campos em operação e à menor taxa de descobertas de novas jazidas, refletindo um cenário de maior exigência tecnológica e econômica para sustentar a produção.

Figura 5-19 – Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



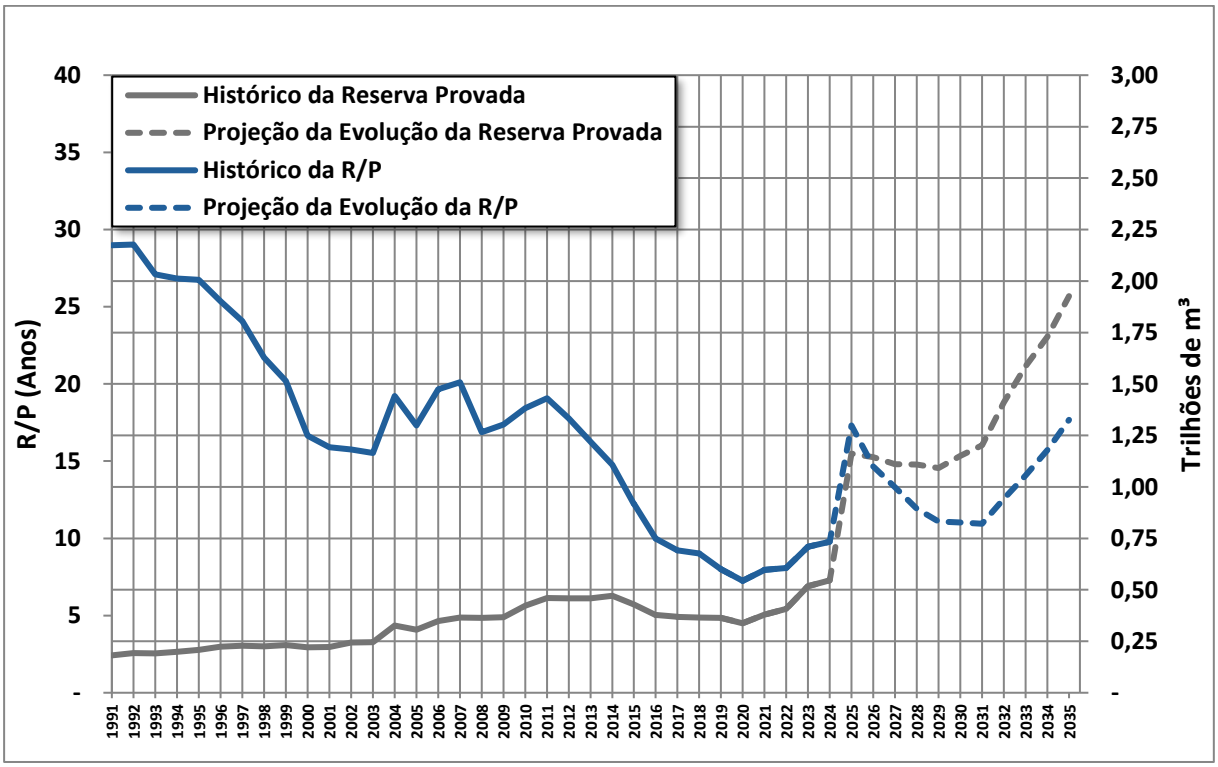
Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (histórico) e EPE (projeções).

Simultaneamente, a relação R/P (razão entre reservas provadas e produção anual) também atinge seu pico nesse intervalo (2026), com cerca de 17 anos, indicando uma expectativa de maior longevidade das reservas frente ao ritmo de produção. Esse comportamento pode estar vinculado à entrada de novos projetos com maior produtividade e à estabilização temporária da produção. No entanto, o declínio subsequente da R/P sugere que, sem novas descobertas ou avanços significativos em recuperação avançada, o Brasil poderá enfrentar desafios para manter sua autossuficiência energética, especialmente diante da transição energética e da volatilidade do mercado internacional de petróleo.

No horizonte do PDE entre 2025 e 2035, observa-se, na Figura 5-20, contudo, para anos futuros, que 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, uma projeção de crescimento expressivo nas reservas provadas de gás natural, com destaque para o período inicial, refletindo a intensificação de investimentos em exploração e desenvolvimento de novas áreas, especialmente no pré-sal, podendo finalizar o decênio com cerca de 2 trilhões de m^3. Esse movimento é acompanhado por um aumento acentuado na relação R/P, indicando uma maior longevidade das reservas frente ao ritmo de produção, podendo obter em 2035 uma R/P, com cerca de 18 anos, retornando aos patamares de 2012. Tal cenário pode estar atrelado à expansão da infraestrutura de escoamento e processamento, à maior integração do mercado de gás e à entrada de novos agentes após a abertura promovida por programas de políticas públicas para o Novo Mercado de Gás Natural. No entanto, esse crescimento projetado exige atenção

quanto à viabilidade econômica e regulatória dos projetos, além da necessidade de garantir demanda firme para sustentar os investimentos.

Figura 5-20 – Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fonte: Elaboração EPE, com dados ANP (histórico) e EPE (projeções).

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, escoamento e refino/processamento do petróleo e gás natural.

5.7 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 2026 até o ano de 2035 os investimentos para as atividades de E&P no Brasil se mantenham similares ao PDE anterior, ficando entre US$ 414 bilhões e US$ 442 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 de Negócios para o período 2025-2029 (Agência Petrobras, 2024) 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.

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 5-5 apresenta novamente a previsão da produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada[39] 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 5-5 – Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso Petróleo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	milhões de barris diários										
Produção	3,89	4,36	4,51	4,76	4,68	4,95	5,08	5,12	5,07	4,95	4,87
Demanda Estimada	2,53	2,56	2,57	2,57	2,59	2,61	2,62	2,65	2,66	2,68	2,69
Excedente	1,31	1,79	1,94	2,19	2,09	2,34	2,45	2,48	2,41	2,27	2,17

Fonte: 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.

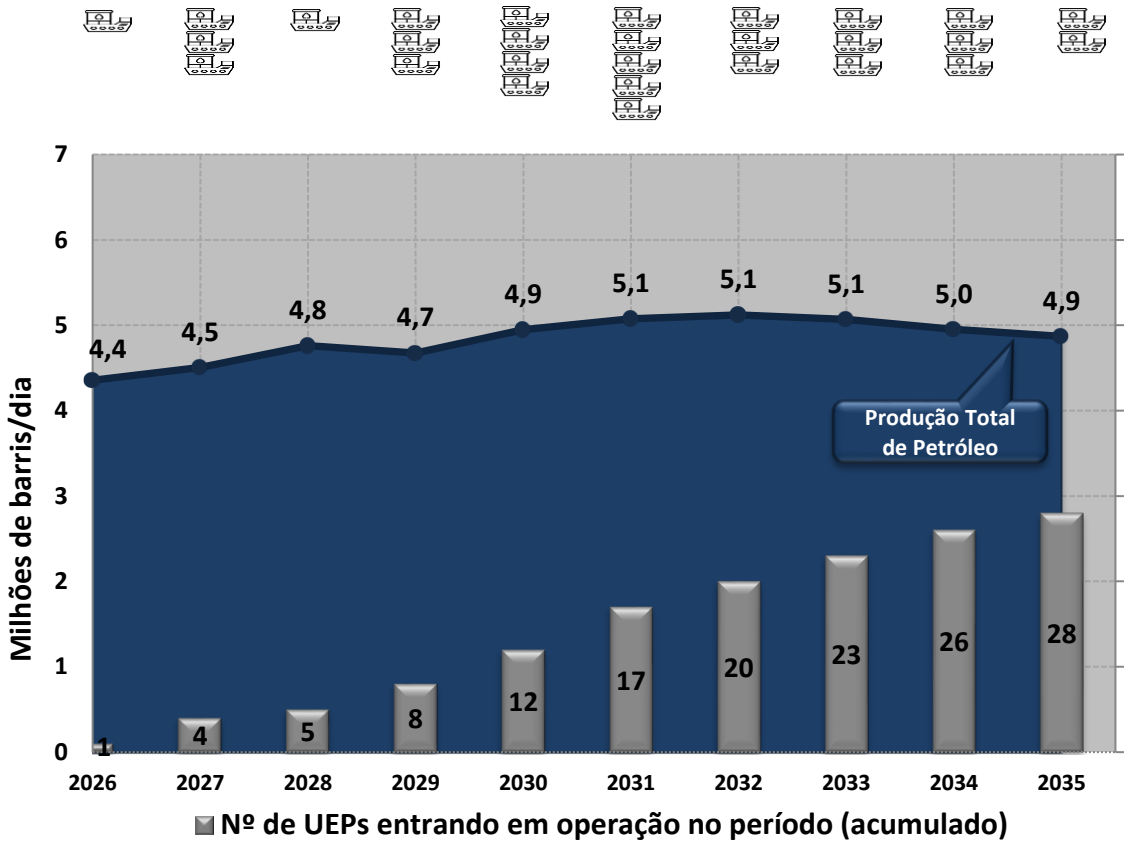
A previsão aqui apresentada inclui as plataformas consideradas programadas e as estimadas pela EPE. As UEPs programadas são os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos Estratégicos e demais divulgações das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste plano. Já as estimadas pela 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.

Em 2025, entraram em operação as plataformas Búzios 7 (Almirante Tamandaré), Mero 4 (Alexandre de Gusmão) e Búzios 6, a P-78. Estima-se a entrada em operação de 28 UEPs no decênio (2026-2035), sendo 7 programadas e 21 estimadas. As programadas são Búzios 8, em 2026; Búzios 9, Búzios 10 e Búzios 11 em 2027; Raia, em 2028; Atapu 2 e Revitalização de Barracuda e Caratinga; em 2029. Dentre as 21 UEPs estimadas pela EPE, apesar de não serem programadas, algumas tiveram uma intenção sinalizada pelas empresas. São elas: Orca, Sépia 2, Revitalização de Albacora, Revitalização de Marlim Leste e Marlim Sul, SEAP (Sergipe Águas Profundas) 1, SEAP 2, Revitalização de Tupi, Búzios 12 e Mero 5.

Observa-se a intenção de opção pelo modelo BOT (*build, operate and transfer*) para as novas aquisições de UEPs, no qual a companhia assume a operação poucos anos após a conclusão da obra, como está sendo estudado para as plataformas de SEAP e Búzios 12. A possibilidade do uso de *subsea tie-back* segue como solução para algumas áreas, com destaque para a Bacia de Campos. Na Bacia de Santos, permanece a demanda por FPSO de grande porte, com capacidade de processamento de líquidos de 225 mil barris por dia.

[39] 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.

Figura 5-21 – Previsão de entrada em operação de novas UEPs



Fonte: Elaboração EPE (projeções).
Nota: As projeções aqui apresentadas foram elaboradas com base nas informações disponíveis até 31/12/2024, incluindo aquelas contidas no Plano de Negócios da Petrobras 2025-2029, vigente à época. O novo Plano de Negócios da empresa foi divulgado em 28/11/2025, após a consolidação do estudo.

5.8 Descarbonização e perspectivas para redução da pegada de carbono do E&P no decênio

5.8.1 Introdução: Panorama das emissões relacionadas à produção

A cadeia de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil é amplamente dominada pela produção offshore, que representa atualmente cerca de 97,50% do total da produção nacional de petróleo e 84,80% de gás natural, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para 2024 (ANP, 2025). Já a produção onshore, embora responda por um volume menor, tem um importante papel de desenvolvimento local em determinadas regiões. Em média, a produção onshore apresenta intensidade de emissões superior à do offshore, sobretudo em ativos maduros com infraestruturas que possuem menor penetração das tecnologias desenvolvidas nos últimos anos. Além disso, a alta capacidade de produção dos grandes campos offshore, principalmente no pré-sal, contribuem para uma maior eficiência em termos de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEEs) na fase de E&P.

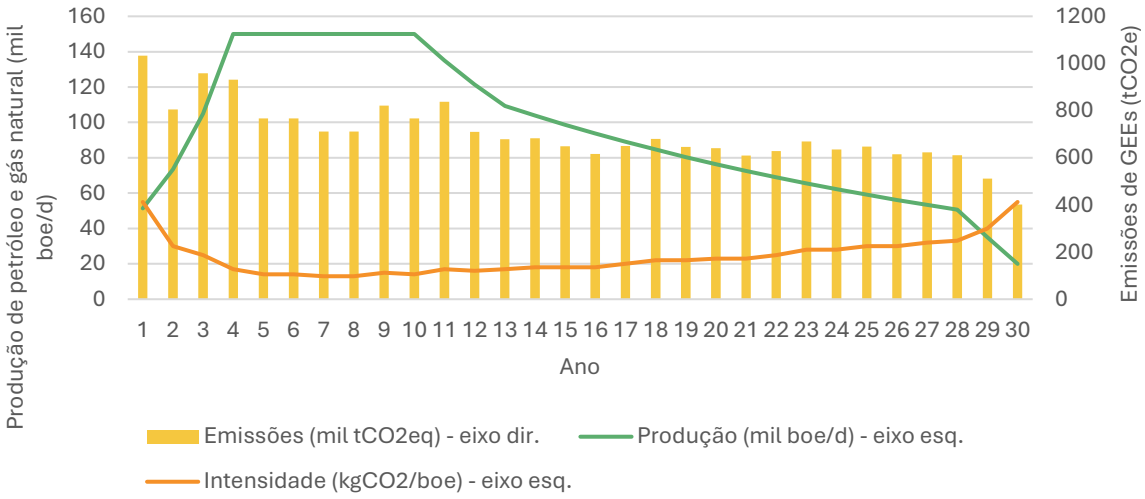
Para o próximo decênio, prevê-se que o crescimento populacional e a redução do déficit habitacional levem a um aumento da demanda energética, que poderá ser parcialmente atendida pela indústria de óleo e gás. Espera-se que esse incremento seja suprido principalmente pela entrada de novos projetos no pré-sal. Ainda que atualmente tais projetos

apresentem, em média, uma menor intensidade de emissões - emissões totais por barril de óleo equivalente produzido – em comparação aos ativos concorrentes, o aumento do volume de petróleo e gás natural disponibilizado pode levar ao crescimento das emissões absolutas do setor no decênio, reforçando a necessidade de avaliar tecnologias de mitigação da emissão de GEEs no E&P.

Considerando a curva de produção do PDE 2035, a expectativa é de um aumento acumulado de cerca de 44% na produção de petróleo e gás natural entre 2025 e 2035, com o pico da produção em 2032 (5,17 milhões boe/dia). Mantidos os padrões atuais de intensidade de emissões, o E&P brasileiro cresceria proporcionalmente suas emissões de GEEs, aumentando seu impacto no setor energético nacional. Porém, cabe ressaltar que diversos fatores impactam a intensidade de emissões, fazendo com que a hipótese de manutenção no decênio seja uma simplificação da realidade esperada.

A curva de intensidade de emissões – usualmente representada como kgCO2eq/boe – varia ao longo do ciclo de vida útil do campo. A Figura 5-22 representa o comportamento das emissões e da produção em um campo hipotético e os parágrafos seguintes explicam os fundamentos relacionados à curva de intensidade de emissões.

Figura 5-22 – Curva hipotética de emissões e produção em um campo de óleo e gás com patamar de 150 mil boe/d



No início das operações, as etapas de comissionamento e *first oil*[40] representam um elevado consumo energético para testes operacionais e de segurança e ativação dos sistemas de produção, associados a um volume ainda muito baixo de óleo e gás extraídos. Dessa forma, a intensidade de emissões é muito alta, com elevados níveis de *flare* e *venting* e uma produção ainda incipiente (Petrobras, 2024).

Com o campo já em plena operação, é iniciada a fase de crescimento[41] da produção, na qual registra-se um maior aproveitamento das instalações do campo e um aumento acelerado dos volumes de petróleo e gás natural extraídos. Sendo assim, existem ganhos de eficiência e uma redução progressiva da intensidade de emissões. Uma vez que essa produção estabiliza na fase de patamar, pode-se otimizar as infraestruturas, permitindo que o campo opere na sua

[40] Marco inicial da produção comercial de um campo ou poço, também nomeado como “primeiro óleo”, em português.
[41] também chamada de rampa ou *ramp-up*, em inglês

capacidade máxima - ou próximo dela. Nesse período, a intensidade de emissões estabiliza no seu menor nível, que vai depender das condições tecnológicas e de qualidade do reservatório.

À medida que os campos entram em estágios mais avançados de maturidade, fase de declínio da produção, observa-se uma redução na produtividade e um aumento relativo na intensidade de emissões. Esse aumento decorre de alguns fatores, como: (i) redução do fator de recuperação; (ii) maior demanda energética para elevar fluidos e tratar volumes crescentes de água produzida; e (iii) permanência de um alto consumo energético nas instalações, que decai mais lentamente do que o volume produzido. Essa dinâmica reforça a importância de estratégias específicas para descarbonizar ativos maduros, principalmente devido ao perfil esperado para a produção brasileira nos próximos anos.

Por fim, após a decisão de paralisação da produção, seja por exaurimento do reservatório, redução da pressão abaixo do limite mínimo ou inviabilidade econômica, a fase de descomissionamento representa a desmobilização das infraestruturas e fim da vida útil da instalação. Essas atividades podem registrar emissões de GEEs e, ainda que pela ausência de produção não seja possível calcular uma intensidade, deve-se contabilizar as emissões absolutas associadas à desativação da unidade.

Analisando as perspectivas de emissões do E&P associadas à curva de produção de petróleo projetada para o decênio é possível estimar que o declínio da produção nacional após o pico em 2032 poderá interromper a trajetória recente de redução na intensidade de emissões que o segmento de E&P brasileiro tem registrado. A entrada em produção de grandes campos offshore, principalmente no pré-sal na década de 2010, resultou em uma redução da intensidade de emissões do E&P nacional devido ao grande volume produzido com tecnologias e características de óleo que garantiram uma maior eficiência energética na extração de grandes volumes de hidrocarbonetos.

Até 2010, estima-se uma emissão relativa acima de 20 $kgCO_2eq/boe$, associada a uma produção que tinha recém alcançado os 2 milhões de boe/dia (S&P Global, 2025; ANP, 2024a; MCTI, 2015). As estimativas de 2019 já indicavam uma intensidade de carbono no E&P abaixo de 17,0 $kgCO_2eq/boe$, valor inferior à média global, estimada em 20,4 $kgCO_2eq/boe$ (S&P Global, 2025; BP, 2022). Nos anos de 2022 e 2023 a intensidade média nacional caiu para 15,1 e 14,7 $kgCO_2eq/boe$, respectivamente, mostrando uma melhora gradativa ao longo dos últimos anos com muitos campos entrando na fase de patamar da produção, que alcançou 3,8 milhões de boe/dia em 2023 (ANP, 2024a). Estima-se, portanto, uma redução entre 20 e 30%, aproximadamente, na intensidade de emissões entre as décadas de 2000 e 2020 (S&P Global, 2025; ANP, 2024a).

Nesse contexto, é importante ressaltar a melhoria na qualidade e na disponibilidade de dados nos últimos anos, o que contribui para mapear uma gama maior de atividade que emitem GEEs na indústria e refinar os fatores de emissão. Uma evidência dessa evolução foi a disponibilização do novo Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa da ANP, com dados estratificados por gás (CH4 ou CO_2) e campo – no caso da produção Onshore – ou por gás e instalação – no caso da offshore.

5.8.2 Impacto das iniciativas de mitigação no decênio

A busca constante pela redução tanto da intensidade quanto das emissões absolutas no E&P tem levado os operadores a desenvolverem alternativas tecnológicas e de eficiência para mitigação dos impactos das operações.

Uma das alternativas que tem contribuído para o cômputo das emissões a serem evitadas pelo setor, a Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono – CCUS (do inglês, Carbon Capture, Utilisation, and Storage) - é uma técnica empregada com sucesso na produção da Bacia de

Santos e demonstra a viabilidade da estocagem permanente nas bacias sedimentares do pré-sal. Embora ainda ligada a um uso do CO_2 capturado - como técnica capaz de aumentar o fator de recuperação - espera-se, para o decênio, que haja uma expansão do volume capturado e da aplicação dessa alternativa em outras bacias com campos em declínio de produção.

Diversas outras medidas – sejam de aumento da eficiência energética ou de redução da pegada de carbono – têm sido adotadas principalmente em novas FPSOs, que estão sendo comissionadas nos campos em desenvolvimento ou em processo de revitalização. Essas unidades têm sido projetadas com: sistemas de flare fechado, turbinas a ciclo combinado para aproveitamento energético do gás excedente, geração centralizada de energia elétrica (all electric), HISEP[42] e tecnologias de captura para armazenamento permanente de CO_2, entre outros. Nas unidades já existentes têm sido implementadas práticas operacionais mais eficientes, como o uso de manutenção preditiva e o monitoramento contínuo para reduzir vazamentos e emissões fugitivas.

Alguns exemplos práticos ajudam a ilustrar esse movimento e avaliar seu impacto para as emissões de GEEs e a pegada de carbono do setor. O campo de Marlim, na Bacia de Campos, produz acima de 100 mil boe/d desde 1996, tendo atingido seu pico em 2002, quando a produção superou 600 mil boe/d na média anual (ANP, 2025). Em 2018, a ANP aprovou a prorrogação do contrato de concessão desse campo, que se encerraria em 2025 (Eixos, 2018). Marlim entrou em declínio na década de 2010 e, com a prorrogação do contrato, anunciou um plano de revitalização – incluindo o campo de Voador - com foco em estender sua vida útil e reduzir as emissões de GEEs associadas à produção, aplicando tecnologias que não estavam disponíveis no início da operação dos respectivos ativos.

O processo de revitalização inclui a desativação de sete unidades de produção e duas de armazenamento, que serão substituídas por duas novas FPSOs, equipadas com tecnologias para redução de emissões, como válvulas de baixa emissão fugitiva e redução de gás ventilado a partir de tanques de armazenamento de óleo (Agência Petrobras, 2022; ANP, 2016). Com essas estratégias, a Petrobrás prevê uma redução de 60% nas emissões de carbono associadas aos campos de Marlim e Voador.

Em 2021 e 2022 a produção de Marlim consistia basicamente no volume extraído nas plataformas P-18, P-19 e P-20, com intensidade média um pouco acima de 30 $kgCO_2eq/boe$. No ano seguinte, de comissionamento e first oil das novas FPSOs Anita Garibaldi e Anna Nery, as emissões totais de Marlim somaram 370 mil toneladas de CO_2 equivalente (MtCOeq), com produção de 9 milhões de boe, resultando em uma intensidade de 39,4 $kgCO_2eq/boe$ (ANP, 2024a). Para o decênio, estima-se que o campo possa alcançar uma produção anual média superior a 40 milhões de boe com uma intensidade de emissões de aproximadamente 20 $kgCO_2eq/boe$, representando quase 20% de redução em comparação com a década de 2010 (S&P Global, 2025; Agência Petrobras, 2022).

O campo de Jubarte também é ilustrativo sobre as iniciativas para redução de emissões, a partir da entrada da FPSO Maria Quitéria. A produção do campo atingiu seu pico em meados da década de 2010 e a Petrobras anunciou o primeiro óleo da nova plataforma em 2024, mesmo ano de descomissionamento da FPSO Capixaba, que produzia em Jubarte até 2022 (Comunica Espírito Santo, 2024a; Comunica Espírito Santo, 2024b).

A nova unidade tem capacidade de produzir diariamente até 100 mil barris de óleo e de processar até 5 milhões de metros cúbicos de gás e está equipada com tecnologias para redução de emissões com mais eficiência operacional combinada à redução em cerca de 24% de emissões operacionais de gases de efeito estufa. Estima-se que a entrada da FPSO Maria Quitéria poderá

[42] Sigla em inglês para Separador de Alta Pressão.

adicionar cerca de 40% à produção do campo e reduzir em 35% as emissões, comparadas à fase de declínio da FPSO Capixaba (Comunica Espírito Santo, 2024a). Portanto, além de reduzir as emissões em comparação à unidade desativada, a nova plataforma deverá compensar o aumento na intensidade de emissões previsto para as unidades P-57 e P-58, que também serão relevantes para a produção no campo de Jubarte ao longo do decênio.

Além das estratégias de revitalização e substituição de plataformas em operação, um fator importante para a análise das emissões no decênio é o desenvolvimento de projetos greenfield com a entrada de campos que adotam diferentes alternativas para mitigação das emissões, como Bacalhau e Raia. Com início da produção esperado para 2025 e 2028, respectivamente, os dois campos têm potencial para operar abaixo de 10 $kgCO_2eq/boe$, com Raia podendo atingir 6 $kgCO_2eq/boe$ e uma produção anual superior a 50 milhões de boe em toda a fase de patamar (Equinor, 2025a; Equinor 2025b; S&P Global, 2025). Ainda segundo a Equinor (2025a), Bacalhau será o primeiro ativo no Brasil a operar com uma FPSO equipada com turbinas a ciclo combinado, enquanto Raia – também equipada com a mesma tecnologia - poderá suprir cerca de 15% da demanda total de gás do país (Equinor, 2025b).

Já nos principais campos em termos de produção anual, espera-se também um aumento na intensidade de emissões no fim do decênio. Tupi deverá entrar em declínio, após ter superado 1 milhão de boe/d em 2018 e mantido este patamar nos últimos anos. Ainda que as negociações e os investimentos para a revitalização anunciada sejam bem-sucedidos, seus impactos não seriam relevantes para a redução da intensidade de emissões nacional no decênio (Bloomberg, 2024; O Globo, 2024). Já Búzios e Mero, que estão em fase de crescimento, deverão atingir seu pico em 2030 e 2032, respectivamente, quando estarão produzindo com alta eficiência e intensidade mínima. Nos anos seguintes, até 2035, o declínio da produção representaria um aumento na intensidade de emissões, reforçando a tendência da curva esperada para o E&P brasileiro.

Portanto, no balanço geral do decênio, estima-se uma redução gradual da intensidade de emissões até 2032, ano que deverá registrar o pico da produção de petróleo e gás natural brasileira. Porém, no final do período, o setor terá uma maior presença de campos maduros que vão contribuir para que o declínio da produção nacional não seja acompanhado na mesma proporção pela redução de emissões. Dessa forma, espera-se um pequeno aumento na intensidade de emissões nos últimos anos do decênio até a desativação desses ativos depletados. A partir do final da década de 2030, os novos campos que têm previsão de comissionamento ao longo do decênio serão preponderantes para que o país consiga reduzir de forma consistente a intensidade de emissões do E&P e tenha uma operação cada vez mais eficiente em termos de emissão de GEEs.

Cabe destacar que os esforços implementados atualmente só aparecerão nos resultados de intensidade de emissões ao longo dos próximos anos, dado o ciclo de contratação e operação das unidades. Por exemplo, a FPSO P-78 foi contratada em 2021, teve entrada em operação prevista ao fim de 2025, e só deve atingir seu maior potencial para redução de intensidade de emissões por volta de 2030, quando estará operando em sua capacidade máxima e em regime ótimo de eficiência energética e tecnológica, com a menor intensidade de carbono na produção.

5.8.3 Políticas públicas e regulações relevantes no decênio

Ao longo dos últimos anos, o setor de petróleo e gás brasileiro vem passando por avanços importantes em seu arcabouço legislativo e regulatório, bem como em políticas públicas e compromissos internacionais voltados à descarbonização. Apesar das conquistas, é importante notar que ainda existem pontos a evoluir para que o setor consiga avançar de forma consistente em relação às metas de descarbonização já anunciadas por diversas empresas do segmento,

além de atender às expectativas internacionais crescentes por menor pegada de carbono nas operações.

Do ponto de vista regulatório, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem atuado no fortalecimento do arcabouço normativo. Além disso, a Agência contribui para estimular investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) focados em oportunidades de redução – ou remoção - de emissões e substituição de combustíveis, além da diversificação (ANP, 2024b).

Um exemplo importante é a Resolução ANP nº 806/2020, que estabelece limites progressivamente mais rigorosos para a queima e emissões fugitivas ordinárias em unidades offshore (ANP, 2020). A partir de 2025, esses limites serão reduzidos para 2%, frente aos 3% permitidos até 2022. Além disso, a Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2025–2026 prevê o desenvolvimento de regulamentações específicas voltadas ao controle e à quantificação das emissões de metano, gás com elevado potencial de aquecimento global. Essas iniciativas demonstram uma evolução gradual, alinhada ao fortalecimento do compromisso institucional com a redução das emissões de gases de efeito estufa, que ainda demandam avanços em mecanismos de implementação, fiscalização e reporte. No plano internacional, o setor de petróleo e gás também tem sido objeto de iniciativas e compromissos voluntários voltados à redução das emissões associadas à queima de gás e ao metano, os quais, embora não constituam regulações ou políticas públicas nacionais stricto sensu, exercem influência crescente sobre práticas operacionais, padrões de reporte e expectativas regulatórias. Destaca-se a iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, liderada pelo Banco Mundial, que reúne governos e empresas comprometidos com a eliminação da queima rotineira de gás até 2030, à qual a Petrobras aderiu formalmente em 2018. O Brasil também participa da Global Methane Initiative e do Global Methane Pledge, arranjos internacionais que buscam acelerar a redução das emissões de metano em escala global e que têm contribuído para o fortalecimento da agenda de mitigação no setor, de forma complementar ao arcabouço regulatório doméstico.

Em complemento às iniciativas técnicas e regulatórias, o governo federal também tem sinalizado um compromisso com a descarbonização da cadeia produtiva. A Resolução CNPE nº 8/2024, aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética – órgão responsável por formular diretrizes da política energética nacional – estabelece diretrizes para promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (BRASIL, 2024a).

A aprovação da Lei 14.993/2024 - que definiu o marco legal da atividade de captura e armazenamento geológico de carbono - representa mais um avanço importante nesse contexto (BRASIL, 2024b). Espera-se, agora, a definição da regulação complementar pela ANP ao longo do decênio, de modo que projetos de CCS já possam ser incorporados ao gerenciamento das emissões evitáveis do setor de O&G até 2035. O principal foco deverá ser a porção onshore, sob a área de bacias maduras que reúnem reservatórios geológicos conhecidos, próximos a múltiplas fontes emissoras.

Esse conjunto de esforços por parte dos operadores, do regulador e dos formuladores de políticas públicas representa um movimento coordenado em direção à redução de emissões no E&P, ao mesmo tempo que busca assegurar a continuidade da produção com menores impactos ambientais.

5.8.4 Considerações finais

O segmento de E&P da indústria de óleo e gás no Brasil enfrenta o desafio de conciliar a expansão da produção com metas crescentes de redução de emissões. A adoção de tecnologias em novos FPSOs, combinada ao fortalecimento da regulação e à ampliação da infraestrutura de gás natural, representa um caminho viável para limitar o aumento das emissões absolutas e reduzir

a intensidade de carbono da produção nacional. As ações conduzidas neste decênio serão decisivas para as metas de longo prazo do setor (2050), dado que os esforços implementados hoje terão reflexos substanciais após dez a quinze anos. Dessa forma, o aprimoramento do arcabouço jurídico-regulatório e as exigências para que as empresas reforcem suas estratégias de descarbonização devem ser contínuos.

Capítulo 6.

Abastecimento de Derivados de Petróleo

Pontos principais

- O Brasil consolidará a sua condição de exportador líquido de petróleo ao longo do período decenal, elevando ainda mais a relevância do País no quadro geopolítico da indústria mundial do petróleo.
- Considerando os projetos da carteira de investimentos previstos, a capacidade nacional de refino de petróleo será ampliada em 10% entre 2025 e 2035.
- Apesar dos investimentos em refino, o Brasil permanecerá como importador líquido de derivados durante todo o horizonte, com destaque para as importações de óleo diesel e nafta.
- O País deverá alcançar patamares de importação de óleo diesel superiores às máximas históricas, sinalizando eventual necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento.
- A troca gradual da demanda de óleo diesel S500 por S10 representa um desafio para a operação das refinarias com vistas ao atendimento às especificações de baixo teor de enxofre.
- O Brasil se tornará autossuficiente em gasolina no médio prazo, em um contexto de demanda estagnada, dado o aumento do teor obrigatório de etanol anidro na mistura, a expectativa de crescimento da oferta de etanol hidratado e o aumento da eletrificação em veículos leves.
- A produção de óleo combustível permanecerá com excedentes durante todo o período, enquanto o balanço de GLP indica a possibilidade de superávit a partir do fim desta década.
- A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados, especialmente de óleo diesel, poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão da infraestrutura logística primária, a fim de garantir o abastecimento nacional de combustíveis.
- Investimentos previstos no abastecimento nacional de derivados de petróleo, incluindo projetos em refino e em infraestrutura logística, totalizam US$ 25,8 bilhões no período compreendido entre 2026 e 2035.

Este capítulo analisa as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo até 2035, 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 da atividade 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 derivados. Avaliam-se, também, a carteira de investimentos previstos no refino nacional, a evolução da especificação de combustíveis, as perspectivas de importação e exportação de petróleo e derivados e o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

Por fim, a seção 6.3 avalia as perspectivas para a infraestrutura nacional de transporte de derivados de petróleo, analisando as movimentações aquaviárias 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 complexidade das projeções, decorrente da multiplicidade de variáveis (como flutuações geopolíticas, a dinâmica oferta-demanda, inovações tecnológicas em extração e refino, e em setores consumidores de fósseis, políticas ambientais globais e transição energética, bem como elementos especulativos financeiros e eventos disruptivos de grande magnitude), 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.

A conjuntura do mercado internacional de petróleo fundamentou as projeções das trajetórias de preços internacionais elaboradas pela EPE, para suporte ao planejamento energético nacional. As variáveis fundamentais que determinam a trajetória dos preços incluem: (i) a dinâmica oferta-demanda global, influenciada por ciclos econômicos regionais e políticas energéticas nacionais; (ii) decisões estratégicas da Opep+ quanto aos níveis de produção e cotas de exportação; (iii) flutuações nos estoques comerciais e estratégicos das principais economias consumidoras; (iv) instabilidade geopolítica em regiões produtoras críticas; (v) variações nas taxas de câmbio, sobretudo do dólar americano; e (vi) progressos tecnológicos em fontes alternativas de energia e eficiência energética.

Especialmente no caso de conflitos armados ou sanções econômicas, as variações de preços podem ocorrer em uma magnitude considerável em curto período, demonstrando a suscetibilidade do mercado à interconexão de fatores de risco geopolítico e geoeconômico. Adicionalmente, a financeirização crescente do mercado de *commodities* intensifica a volatilidade através dos movimentos de capital especulativo. Essa complexidade sistêmica implica que modelos econométricos tradicionais frequentemente apresentam limitações preditivas significativas, requerendo abordagens metodológicas que incorporem técnicas de

análise de cenários para capturar adequadamente a incerteza inerente às projeções de preços do petróleo no horizonte temporal de médio e longo prazo.

A trajetória de preços reflete o paradoxo entre transição energética gradual e subinvestimento em exploração. Apesar do avanço de renováveis e veículos elétricos - condicionados por infraestrutura e políticas públicas - a demanda petrolífera mantém-se robusta no médio prazo, com reversão apenas em horizontes extensos. O subinvestimento crônico em E&P gera riscos de escassez e alta de preços, enquanto cotações próximas ao *breakeven* reduzem simultaneamente investimentos e oferta (Dorian, 2025).

Essa dinâmica tende a converter a sobreoferta atual (OIES, 2025) em escassez no médio prazo, elevando cotações para US$ 80/b (nível de equilíbrio de campos marginais), processo que pode ser acelerado pela Opep+ através da manutenção artificial de preços acima de US$ 70/b. Concomitantemente, imperativos de segurança energética e justiça social induzem países a diversificar fontes e priorizar recursos domésticos, reduzindo vulnerabilidades sistêmicas, enquanto pressões por acesso energético em economias emergentes competem com metas ambientais, impactando políticas de subsídios e produção.

O atual protecionismo comercial dos Estados Unidos constitui um dos principais riscos geoeconômicos, operando como instrumento de reordenamento geopolítico através de tarifas elevadas e reciprocidade diferenciada (como verificado para o Brasil e Índia[43], tradicionais parceiros comerciais). Este mecanismo transcende objetivos puramente econômicos, estabelecendo volatilidade comercial estrutural nas relações internacionais e contribuindo para uma fragmentação sistêmica global que intensifica as expectativas de volatilidade nos preços internacionais de petróleo e derivados (Lawrence, 2025). Adicionalmente, tensões comerciais e tecnológicas com a China (com destaque para a disseminação global de sistemas de Inteligência Artificial – Lu e Winter-Levy, 2025), combinadas com a hegemonia chinesa em cadeias críticas de energia renovável e minerais estratégicos, podem redefinir estratégias geoeconômicas globais, com reflexos diretos na competitividade e formação de preços energéticos.

Decisões comerciais e geopolíticas, como guerras tarifárias e desdobramentos de conflitos existentes, podem afetar os fluxos logísticos e comerciais, gerando incertezas e, potencialmente, reduzindo o ritmo de crescimento da demanda. Ademais, fatores econômicos, como pressões inflacionárias persistentes e redução do crescimento econômico devido a menores fluxos comerciais, também exercem influência sobre os preços.

Para a projeção de preços para o petróleo Brent no curto prazo, é previsto um cenário de excesso de oferta (sobretudo não-Opep), pressionando os preços para baixo. Fatores críticos que afetam a projeção de preços no curto prazo compreendem a questão geopolítica (conflitos e novas lideranças podem afetar comércio e segurança energética); os níveis de estoques (países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE podem recomprar petróleo para reservas estratégicas, mitigando quedas de preço); e a produção de *shale* dos Estados Unidos (indicativo de menor crescimento, com foco em retornos financeiros).

Ademais, no horizonte decenal em análise, as trajetórias de preços internacionais de petróleo demonstram um mercado internacional caracterizado por pressões deflacionárias de curto prazo decorrentes de oferta abundante, acumulação de estoques[44] e demanda moderada,

[43] Dissonante em relação ao posicionamento com o Brasil, as tarifas americanas sobre importações indianas revelam estratégia contraditória que prioriza concessões comerciais sobre objetivos geopolíticos. A seletividade - isentando a China enquanto penaliza a Índia - expõe motivações comerciais, contrastando com sanções setoriais mais eficazes. A dependência energética indiana e ausência de alternativas imediatas ainda sustentam fluxos russo-indianos por necessidade econômica (He, 2025; Sengupta *et al.*, 2025; Sharma, Cheong e Su, 2025).

[44] A China emergiu como um agente crítico na dinâmica global de estoques, a partir do crescimento de seus estoques de petróleo bruto aumentando, observado no segundo trimestre de 2025 e equivalente a 900 mil b/d. Este acúmulo reflete novas políticas chinesas destinadas a melhorar sua segurança energética, posicionando empresas petrolíferas como parceiros estratégicos de armazenamento de longo prazo para o governo, efetivamente removendo esses volumes do mercado global (IEA, 2025).

concentrada principalmente na expansão asiática (Índia e Sudeste Asiático) em contraposição ao crescimento limitado das economias maduras (IEF, 2025). Não obstante essa tendência imediata, as projeções de instituições internacionais, como a Agência Internacional de Energia (IEA, 2025) indicam demanda resiliente no médio prazo, sustentando preços moderados em um ambiente de volatilidade persistente.

A dinâmica de preços do petróleo reflete a interação complexa entre estratégias de oferta e fatores geopolíticos estruturantes. A estratégia da Opep+ reflete essa complexidade, operando através de um intrincado equilíbrio entre alinhamentos geopolíticos - particularmente com Estados Unidos e Rússia, manutenção da disciplina interna do cartel, atendimento às necessidades fiscais dos membros e posicionamento competitivo frente ao *shale* estadunidense e produtores não-Opep.

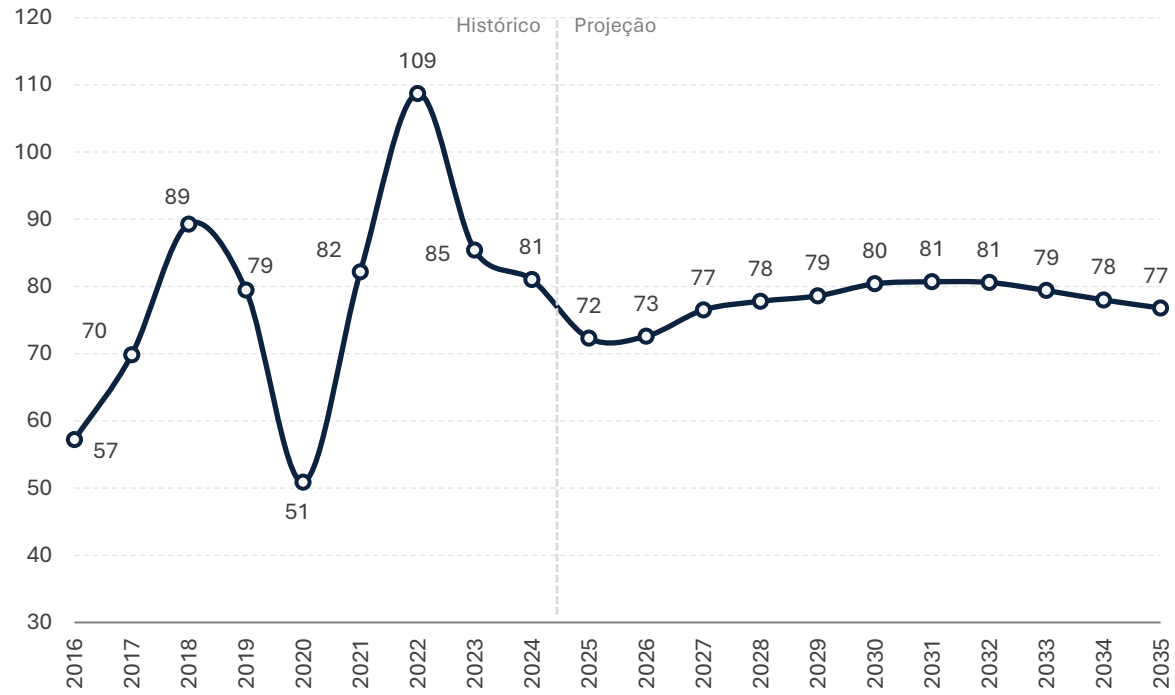
A Opep+ mantém interesse estratégico no equilíbrio da oferta global, visando a estabilização dos preços através de ajustes coordenados na produção, enquanto a oferta estadunidense, caracterizada por ciclos de investimento mais curtos e vastas reservas de *shale oil*, exerce pressão estabilizadora sobre as cotações internacionais (ul-Haq e Hickin, 2025). Contrastando com essa tendência de equilíbrio, a volatilidade geopolítica tem potencial para gerar picos temporários de preços, intensificando preocupações com segurança energética e pressionando as cotações para patamares superiores em períodos de instabilidade regional.

Neste contexto, a abordagem da Opep+ transcende a mera otimização de preços, constituindo uma reafirmação de poder estratégico em um cenário energético em transição, onde riscos geopolíticos atuam como catalisadores de volatilidade através de potenciais interrupções na oferta oriundas de conflitos regionais, instabilidade política e regimes sancionários.

Simultaneamente, pressões de baixa sobre os patamares de preços emergem de transformações estruturais na demanda global. A desaceleração do crescimento chinês, conjugada com a disseminação crescente de veículos elétricos e as tensões comerciais internacionais, cria expectativas de redução na demanda por hidrocarbonetos. Paradoxalmente, a dificuldade na redução efetiva da demanda de petróleo, mesmo em países desenvolvidos inseridos em contextos de transição energética, sugere que o consumo tende a manter-se em patamares elevados. Ademais, a urbanização acelerada, o crescimento da renda *per capita* e a ampliação da mobilidade em países emergentes impulsionam a demanda por derivados petrolíferos. Nesse contexto, um cenário de transição energética gradual deve induzir flutuações de preços em uma trajetória de referência situada em uma faixa de US$ 70/b a US$ 80/b, refletindo o equilíbrio dinâmico entre essas forças contrapostas. A partir das premissas expostas, a Figura 6-1 exibe as projeções para a trajetória do preço *spot* do petróleo Brent no período decenal[45].

[45] Ressalta-se que as estimativas de preços do petróleo apresentadas foram elaboradas em abril de 2025, fundamentadas nos parâmetros de mercado, variáveis macroeconômicas e cenários geopolíticos prevalecentes naquele período. Dessarte, estas projeções podem não incorporar eventuais mudanças estruturais ocorridas no intervalo temporal subsequente. Não obstante, as premissas metodológicas e fundamentos analíticos que sustentaram a construção dos cenários prospectivos mantêm sua validade diante das circunstâncias internacionais contemporâneas. A análise retrospectiva das trajetórias de preços observadas entre abril e agosto de 2025 demonstra aderência das projeções às volatilidades registradas no mercado internacional de petróleo, corroborando a consistência das hipóteses estruturais e do arcabouço metodológico empregado.

Figura 6-1 – Projeção de preços para o petróleo Brent (2025 – 2035) (US$ dez2024/b)



Nota: As projeções foram desenvolvidas em abril/2025 e estão condicionadas ao ambiente econômico e regulatório daquele momento.

Fonte: EPE (projeções) e EIA, 2025 (histórico).

Em relação às trajetórias alternativas para as curvas de preços do petróleo Brent, condicionantes de elevação dos preços do petróleo, no horizonte decenal, podem materializar-se através de rupturas no processo de transição energética ou de intensificação da demanda global. A retomada ou ampliação do consumo de hidrocarbonetos por motivos de segurança energética, conjugada com o crescimento mais intenso que o esperado de países em desenvolvimento, pode exercer pressão ascendente sobre as cotações internacionais. Simultaneamente, choques geopolíticos de magnitude significativa – incluindo conflitos no Oriente Médio[46] ou sanções mais severas à Rússia – aliados a intervenções coordenadas da Opep+ através de cortes mais agressivos na produção, constituem fatores potenciais de desestabilização dos preços para patamares superiores[47].

Adicionalmente, obstáculos na implementação de fontes energéticas alternativas podem sustentar a demanda por petróleo em níveis elevados. O aumento dos preços de energias renováveis, ao retardar sua inserção na matriz energética mundial, pode prolongar a dependência de combustíveis fósseis e manter pressões inflacionárias sobre as cotações. De forma análoga, uma reversão no crescimento de veículos elétricos consolidaria o consumo de derivados petrolíferos no setor de transportes. Paralelamente, a restrição de investimentos em exploração e produção (E&P), combinada com o aumento dos custos operacionais, pode comprometer a

[46] Eventual ameaça iraniana de bloqueio do Estreito de Hormuz adiciona uma dimensão crítica ao risco geopolítico: o fechamento do Estreito, mesmo por um período limitado, teria um impacto significativo nos mercados globais de óleo e gás, considerando que é a rota de saída do Golfo para cerca de 25% do suprimento mundial de petróleo, incluindo da Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Qatar, Iraque e Irã (EIA, 2025).

[47] Apesar da estratégia da Opep+ em aumentar suas cotas, isto pode não necessariamente implicar em maior oferta imediata, em função da dificuldade de alguns membros, como Rússia, Iraque, Cazaquistão, Kuwait e Omã, em aumentar a produção (seja em função do limite de capacidade, ou por uma restrição da própria Opep+, como punição por produzir acima de suas cotas no passado) (Harvey; Ghaddar e Dareen, 2025).

capacidade de expansão da oferta global, criando desequilíbrios estruturais que favorecem a elevação sustentada dos preços internacionais do petróleo.

Em contraposição, trajetórias de redução dos preços do petróleo podem emergir da combinação entre desaceleração econômica global e fragmentação dos mecanismos de coordenação da oferta. A intensificação global de medidas protecionistas, com consequente redução do fluxo internacional de comércio, pode desencadear uma desaceleração mais profunda do crescimento econômico mundial, comprimindo a demanda por hidrocarbonetos. Simultaneamente, a fragmentação da Opep+ - notadamente o rompimento da coordenação estratégica entre Arábia Saudita e Rússia - poderia desencadear uma guerra de preços semelhante aos episódios de 2014-2016 e 2020, resultando em superávit persistente de oferta e acumulação de estoques globais. Adicionalmente, uma retomada na produção da Venezuela também pode provocar pressão sobre os preços no segundo quinquênio da projeção.

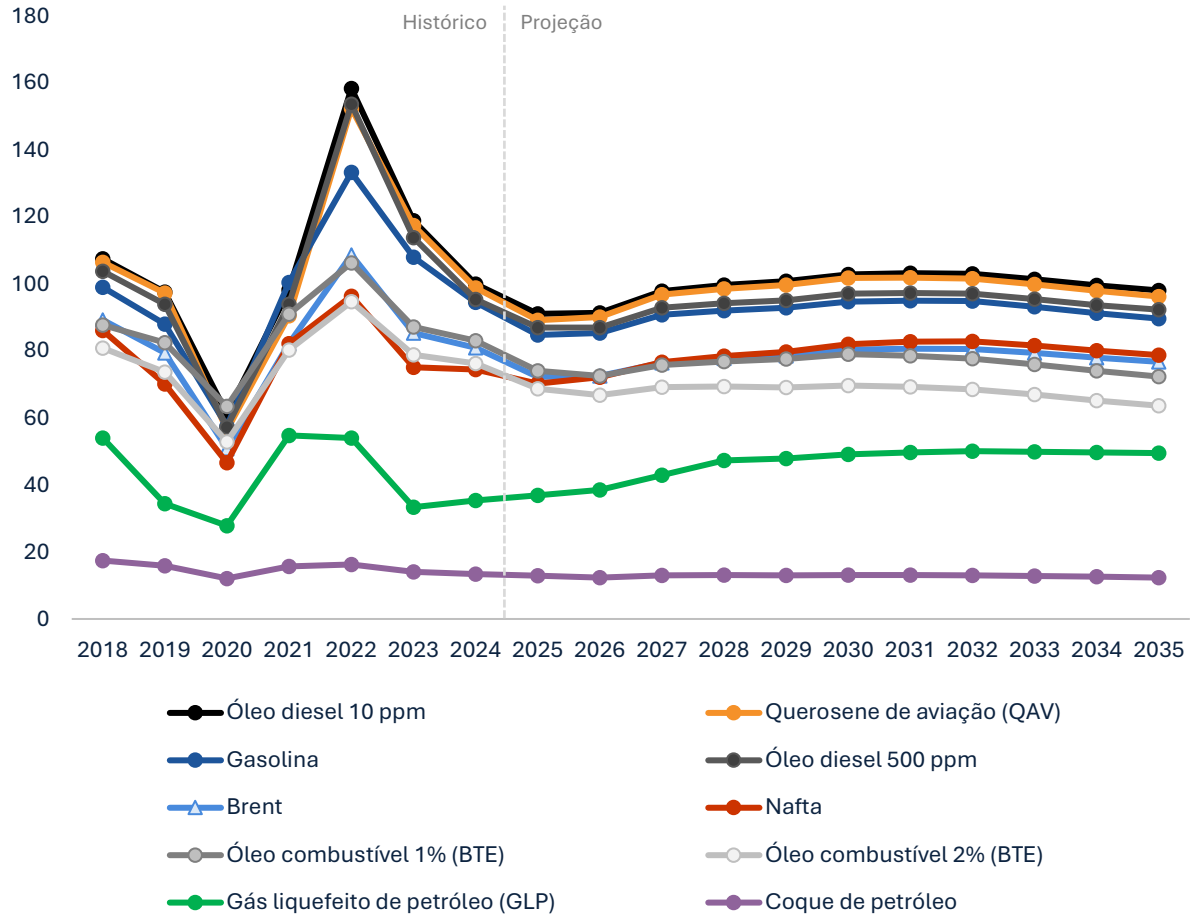
Paralelamente, transformações na arquitetura produtiva mundial e aceleração da transição energética podem sustentar pressões deflacionárias sobre as cotações. Os Estados Unidos, consolidando seu papel como produtor regulador, podem equilibrar a produção de *shale oil* para evitar colapsos de preços, utilizando liberações das reservas estratégicas (SPR) como ferramenta geopolítica de estabilização. Concomitantemente, o crescimento da produção convencional *offshore* - incluindo projetos no Canadá, Brasil e Guiana - reduz a dependência do *shale* estadunidense, diversificando a base produtiva global. A implementação bem-sucedida de políticas públicas visando à redução do consumo de combustíveis fósseis, conjugada com a ampliação da frota de veículos elétricos, intensifica a pressão por substituição energética. Ademais, a redução dos preços de tecnologias alternativas estimula maiores investimentos e avanços na matriz energética, consolidando uma trajetória alternativa de menor dependência de petróleo e sustentando expectativas de preços em patamares inferiores.

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.

A elevada volatilidade nos preços de derivados de petróleo, verificada nos últimos anos, decorre da convergência de fatores geopolíticos, regulatórios e estruturais que reconfiguram os mercados energéticos globais. As sanções à Rússia, em função do conflito na Ucrânia, redirecionaram fluxos logísticos internacionais, elevando custos de transporte e acentuando assimetrias regionais nos preços. Paralelamente, interrupções na produção de petróleos específicos (Venezuela, México, Irã, Líbia) e cortes estratégicos da Opep em petróleos médios intensificaram restrições de oferta. A regulamentação IMO 2020, ao reduzir a demanda por óleo combustível de alto teor de enxofre no transporte marítimo, exemplificou o potencial de políticas ambientais para alterar padrões de consumo, sobretudo no segmento de transportes. O fechamento de refinarias mais antigas na Europa e nos Estados Unidos, contrastando com a entrada gradual de novos polos petroquímicos no Oriente Médio e na Ásia, ampliou a diferenciação de preços e o comércio inter-regional (Skjaeveland e Selvaraju, 2025).

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. A Figura 6-2 apresenta as projeções de preços internacionais dos principais derivados de petróleo para o período decenal.

Figura 6-2 – Preços internacionais dos principais derivados de petróleo (US$ dez2024/b)



Nota: Foram consideradas como referências 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.

Fonte: EPE (projeções) e EIA, 2025 e OPEC, 2025 (histórico).

A análise integrada dos mercados de derivados de petróleo indica manutenção de preços em patamares historicamente elevados. Contudo, expectativas diferenciadas influenciam significativamente os preços relativos entre produtos. A demanda global por derivados de petróleo deve permanecer consistente com o crescimento econômico global e a dificuldade intrínseca de substituição dos combustíveis fósseis em segmentos de difícil descarbonização, particularmente transporte rodoviário pesado, aviação, petroquímica e aplicações industriais específicas.

As incertezas sobre questões geopolíticas, incluindo crises, conflitos ou sanções, combinadas com a busca crescente pela segurança energética para evitar escassez, podem interferir significativamente na demanda futura de combustíveis fósseis, refletindo tanto no fechamento de ativos existentes quanto na entrada de novos investimentos em ativos de petróleo e seus derivados.

Considerando estas expectativas multifatoriais, os preços dos derivados de petróleo devem continuar relativamente elevados, porém abaixo da média observada nas últimas duas décadas. Para mais, mudanças em andamento no parque de refino global buscam assegurar que o investimento em refino permaneça atrativo no longo prazo, a partir da manutenção do consumo energético e do crescimento da demanda de energia para o setor de transformação. Nesta

reconfiguração permanece a importância do óleo diesel, QAV e nafta, contrastando com a perda de valor da gasolina durante o processo de descarbonização do setor de transporte.

O óleo diesel mantém prêmios historicamente elevados em função de sua posição central como combustível essencial para indústria, transporte de cargas e construção civil, setores que permanecem como pilares fundamentais da atividade econômica global. A sustentação destes prêmios adquire importância estratégica para a viabilidade operacional do parque de refino mundial, em um contexto de descarbonização que tem comprimido as margens da gasolina. A transição global para óleo diesel de baixo teor de enxofre (10 ppm), impulsionada por questões ambientais, tem demandado expansão significativa da capacidade de hidrotratamento nas refinarias, processo que requer hidrogênio obtido predominantemente pela reforma a vapor do gás natural. Esta dependência tecnológica implica que o custo do processo de hidrotratamento, e consequentemente o *spread* entre óleo diesel 10 ppm e 500 ppm, esteja intrinsecamente vinculado às flutuações dos preços do gás natural (EIA, 2025; OPEC, 2025). Projeções de longo prazo sugerem que a diferença entre os dois tipos de óleo diesel tende ao equilíbrio, decorrente parcialmente da adequação progressiva do parque de refino global às especificações ambientais mais restritivas. Contudo, mesmo considerando a desaceleração prevista do crescimento da demanda de óleo diesel após 2035, o prêmio frente ao petróleo Brent mantém-se estruturalmente elevado comparativamente ao histórico, refletindo a dificuldade de substituição deste combustível no curto prazo em setores de difícil descarbonização[48].

O mercado de querosene de aviação (QAV) apresenta perspectivas diferenciadas de médio e longo prazo, influenciadas pela recuperação do setor aéreo e pela introdução de novas tecnologias. No médio prazo, o crescimento econômico sustentado de países em desenvolvimento deve elevar substancialmente o número de voos e, consequentemente, a demanda por QAV. A emergência de combustíveis *drop-in*, particularmente o *Sustainable Aviation Fuel* (SAF), representa uma solução tecnológica fundamental que deve mitigar o crescimento da demanda por QAV convencional, promovendo redução gradual de seu prêmio. No longo prazo, a trajetória de longo prazo será significativamente influenciada por avanços tecnológicos em motores e aeronaves, que induzem ganhos de eficiência energética e redução da demanda específica por combustível. A análise comparativa sugere que os combustíveis sustentáveis de aviação devem impactar a demanda por QAV antes que o HVO (produto que pode ser obtido conjuntamente com os SAF em algumas rotas de obtenção) reduza significativamente a demanda por óleo diesel, considerando tanto a menor escala global do mercado aéreo quanto a maior facilidade tecnológica de substituição. Neste contexto evolutivo, o prêmio do óleo diesel frente ao QAV tende a elevar-se no longo prazo (EIA, 2025; OPEC, 2025).

O mercado global de gasolina enfrenta pressões estruturais que limitam seu crescimento no médio prazo, resultado da convergência de fatores econômicos e tecnológicos. O crescimento marginal da demanda reflete preços historicamente baixos para a gasolina, com margens comprimidas devido ao excesso de capacidade de refino, especialmente na Bacia do Atlântico, intensificado pela entrada de novas refinarias no México e Nigéria. Paralelamente, a dificuldade de massificação de veículos com motorização alternativa, notadamente em países em desenvolvimento, tem sustentado temporariamente o consumo de gasolina. Contudo, a penetração progressiva de novas tecnologias e fontes de energia na frota de veículos, combinada com ganhos de eficiência energética de motores convencionais, contribui para uma trajetória declinante da demanda. No longo prazo, a redução da demanda de gasolina contrastará com a

[48] O desafio para a reposição do óleo diesel no curto prazo deriva da convergência de fatores estruturais e conjunturais, tais como: a redução da capacidade de refino conjugada com a reconfiguração geopolítica dos fluxos, onde o embargo ao óleo diesel russo intensificou a dependência europeia de fornecedores distantes. Paralelamente, persiste restrição na oferta de matérias-primas adequadas, com produção limitada de petróleos pesados ricos em destilados médios, insuficiente mesmo diante dos aumentos da Opep+ devido à natureza mais leve de parte de sua produção. Esta oferta restrita confronta-se com demanda resiliente nos setores de aviação, transporte rodoviário e agrícola, e pela perspectiva de inverno rigoroso no Hemisfério Norte, com risco de pressão sazonal sobre estoques de destilados para aquecimento (AInvest, 2025; Longley, Lua e Risser, 2025).

manutenção da demanda por óleo diesel, elevando o *spread* entre os combustíveis ao final da década. Esta diferenciação reflete, em parte, as vantagens competitivas do óleo diesel, uma vez que há maior facilidade de eletrificação do transporte leve comparativamente ao transporte pesado, além do uso do óleo diesel também em aplicações industriais.

No que tange à nafta, a elevação da demanda por produtos petroquímicos ao longo do período decenal, contrastando com a redução estimada da demanda por gasolina, deve gerar excedentes estruturais de produção deste derivado, considerando seu uso tradicional em unidades de reforma catalítica para produção de gasolina. A última década evidenciou redução significativa do prêmio da nafta, em parte devido ao aumento da oferta de líquidos de gás natural (LGN) dos Estados Unidos, onde o etano de baixo custo permitiu que a indústria petroquímica substituísse parcialmente a nafta como matéria-prima, reduzindo a demanda pelo derivado. Paradoxalmente, os baixos preços da nafta têm estimulado a implementação de novas plantas petroquímicas baseadas neste insumo, sobretudo na China e países do Golfo Pérsico, que priorizam o uso de nafta e GLP/etano em seus investimentos petroquímicos (IEA, 2025). Entre 2021 e 2024, aproximadamente metade do aumento da demanda por derivados de petróleo na China foi por nafta e LGN para uso petroquímico, onde 70% do etileno chinês é produzido através de craqueamento a vapor de nafta (Oxford, 2025). A perspectiva de que a produção de LGN nos Estados Unidos atinja um ápice na próxima década e posteriormente decline, o que deve elevar os preços de nafta, explicando a redução projetada do prêmio da gasolina sobre a nafta ao final do período decenal.

O mercado de gás liquefeito de petróleo (GLP) apresenta perspectivas de preços relativamente baixos no médio prazo, fundamentalmente devido ao aumento da oferta de LGN, particularmente originária dos Estados Unidos. Entretanto, o crescimento econômico de países em desenvolvimento, especialmente a Índia, tende a elevar a demanda por GLP como substituto ao cozimento com biomassa tradicional, criando pressões ascendentes sobre os preços. A crescente eletrificação, tanto da indústria quanto nos setores residencial e comercial, estabelece limites à elevação das margens, que devem permanecer abaixo dos níveis históricos registrados. O aumento da demanda petroquímica por GLP representa um fator adicional de pressão sobre os preços, fazendo com que o desconto do GLP para o petróleo Brent tenda a reduzir-se ao longo do período analisado.

O mercado de óleo combustível experimentou transformação radical nos últimos anos, com o óleo combustível de baixo teor de enxofre (OC BTE) valorizando-se significativamente devido às restrições impostas pela regulamentação IMO 2020 sobre o teor de enxofre nos combustíveis marítimos. No médio prazo, a demanda por óleo combustível deve manter-se elevada devido aos desafios técnicos e econômicos para a introdução de combustíveis alternativos no transporte marítimo, setor caracterizado por ciclos de renovação de frotas extremamente longos e requerimentos específicos de densidade energética. Adicionalmente, a capacidade do óleo combustível de substituir o carvão, principalmente na geração de eletricidade, oferece oportunidades adicionais de crescimento da demanda. A projeção de longo prazo indica ampliação do *spread* entre óleos combustíveis de baixo e alto teor de enxofre, refletindo restrições ambientais crescentes e a diferenciação regulatória entre produtos (EIA, 2025; OPEC, 2025). À medida que novas tecnologias e combustíveis substitutos se estabelecem, a redução da demanda por óleo combustível deve promover a redução do prêmio do OC BTE. Contudo, a adequação do parque de refino global, com redução da produção de óleo combustível através de conversão para destilados mais leves, deve limitar a queda acelerada do prêmio do OC BTE, criando um equilíbrio entre oferta restrita e demanda em declínio.

Como citado anteriormente, a análise prospectiva revela que preços internacionais de petróleo próximos ao *breakeven* induzem contração simultânea da oferta e expansão da demanda. Este mecanismo converterá a atual sobreoferta em déficit no médio prazo, elevando cotações para US$ 80/b - patamar de equilíbrio dos campos marginais. A Opep+ pode acelerar este

rebalanceamento sustentando preços acima de US$ 70/b através de gestão estratégica da produção. No longo prazo, eletrificação e combustíveis alternativos (SAF, diesel verde, metanol e amônia) exercerão pressão deflacionária estrutural, direcionando preços para patamares que poderão inviabilizar campos de alto custo, gerando subinvestimento em exploração e elevando riscos de escassez futura - configurando ciclo potencialmente instável. A demanda por derivados manterá correlação com crescimento econômico em segmentos de difícil descarbonização.

A reconfiguração estrutural promoverá valorização diferenciada de derivados, favorecendo óleo diesel, GLP, nafta e QAV durante a transição, em detrimento de gasolina, coque e óleo combustível. O parque de refino demandará adaptações substanciais para preservar prêmios elevados de produtos específicos, redefinindo a arquitetura competitiva do *downstream*. As tensões geoeconômicas entre Estados Unidos e China, combinadas com estratégias de diversificação energética por redução de vulnerabilidades e pressões por justiça social em países emergentes, criarão ambiente de crescente complexidade. Ademais, a hegemonia chinesa em cadeias de energia renovável e minerais críticos estabelecerá novo paradigma competitivo onde a transição energética transformará fundamentalmente as dinâmicas de poder e formação de preços dos hidrocarbonetos e redefinindo a arquitetura competitiva do *downstream*.

6.2 Oferta nacional de derivados de petróleo

A presente seção tem por objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo no Brasil no horizonte do PDE 2035, com vistas a subsidiar o planejamento energético nacional. São analisados os balanços de produção, processamento, importação e exportação de petróleo, bem como o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

Para a elaboração dos estudos, a EPE utiliza o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo – Plandepe, um modelo de programação linear inteira mista de grande porte que representa, de forma integrada, os principais componentes do sistema de abastecimento nacional de derivados de petróleo. Modelos matemáticos são amplamente utilizados como ferramentas de apoio à decisão no setor de energia, permitindo uma avaliação estratégica, sistemática e integrada dos principais componentes da cadeia de valor representada.

O equacionamento matemático do Plandepe descreve a produção nacional de petróleo e líquidos de gás natural, as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados, a infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, a qualidade dos produtos e a demanda doméstica de derivados segmentada em bases de distribuição. Assim, a modelagem permite avaliar o parque nacional de refino e os fluxos logísticos de petróleo e derivados em diferentes cenários de oferta e demanda (EPE, 2020).

O modelo tem como função objetivo a minimização dos custos do sistema de abastecimento nacional de derivados de petróleo, considerando a ótica nacional e sem distinção da propriedade dos ativos (EPE, 2020).

As premissas adotadas neste estudo incluem:

- as projeções da produção brasileira de petróleo, exibidas no Capítulo 5;
- a produção nacional de líquidos de gás natural, derivada das projeções de gás natural apresentadas nos Capítulos 5 e 7;
- os preços internacionais de petróleo e derivados discutidos na seção 6.1 deste Capítulo;

- a demanda brasileira de derivados de petróleo, apresentada no Capítulo 2, incluindo o fornecimento de querosene de aviação (QAV) e combustíveis marítimos, respectivamente, para aeronaves e navios em rotas internacionais.

Complementarmente, são incorporadas premissas relativas às características das refinarias brasileiras e da infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, às especificações de combustíveis, aos mandatos de biocombustíveis, e aos investimentos previstos em refino e logística no País. Essas questões são detalhadas nas subseções a seguir, com exceção da infraestrutura de transporte, tratada na seção 6.3.

6.2.1 Panorama das refinarias nacionais

O Brasil conta atualmente com 18 refinarias de petróleo em operação, cuja capacidade de processamento totaliza 2,31 milhões de barris por dia (b/d), conforme exibido na Tabela 6-1, posicionando o País como o 9º maior parque de refino do mundo (Energy Institute, 2025).

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
Revap	São José dos Campos – SP	252
Reduc	Duque de Caxias – RJ	239
Repar	Araucária – PR	214
Refap	Canoas – RS	201
RPBC	Cubatão – SP	178
Regap	Betim – MG	166
RNEST	Ipojuca – PE	130
Recap	Mauá – SP	63
Ream	Manaus – AM	46
RPCC	Guamaré – RN	38
Riograndense	Rio Grande – RS	17
Refit	Rio de Janeiro – RJ	17
SSOil Energy	Coroados – SP	12(2)
Lubnor	Fortaleza – CE	10
Dax Oil	Camaçari – BA	4
Paraná Xisto	São Mateus do Sul – PR	- (3)
Total		**2.310**

Notas: (1) Capacidades de refino em julho de 2025. Não necessariamente os valores refletem as capacidades autorizadas pela ANP; (2) 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 nº 410/2024; (3) Paraná Xisto é uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso, com capacidade de 6 mil toneladas por dia, não processando petróleo; (4) As operações da refinaria Univen Petróleo se encontram suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo.

Fonte: EPE e ANP (2025a).

A maior parte dessas instalações está situada próxima dos grandes centros consumidores, distribuídas ao longo da costa brasileira. A Região Sudeste concentra quase 60% da capacidade nacional, enquanto Nordeste e Sul respondem, cada uma, por cerca de 20%, e a Região Norte por 2%.

Nos últimos anos, as refinarias nacionais têm operado em elevados níveis de utilização, entre 85% e 90% da capacidade total, ampliando a oferta doméstica de derivados de petróleo. Esse desempenho reflete tanto as margens de refino favoráveis quanto o crescimento da demanda por óleo diesel, gasolina e QAV – produtos refinados de maior rentabilidade.

6.2.2 Investimentos previstos no refino nacional

A carteira de investimentos previstos em refino no Brasil até 2035 contempla projetos de expansão, modernização e adaptação tecnológica, incluindo empreendimentos com obras em andamento.

O destaque é a ampliação da Refinaria Abreu e Lima – RNEST, em Pernambuco. Em junho de 2025, a Petrobras assinou os primeiros contratos para a retomada da construção do Trem 2 da refinaria, com previsão de início de operação para 2029. O projeto, que envolve unidades de destilação atmosférica, coqueamento retardado, hidrotratamento de diesel, hidrotratamento de nafta e geração de hidrogênio, dobrará a capacidade instalada da refinaria, passando dos atuais 130 mil b/d para 260 mil b/d (Petrobras, 2025a).

Outro projeto estruturante é a integração operacional do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ, com a Refinaria Duque de Caxias (Reduc). O investimento contempla a conclusão das obras das unidades de hidrocraqueamento catalítico (HCC), de hidrotratamento de diesel e de geração de hidrogênio do antigo projeto da refinaria do Comperj, além da construção de uma nova unidade de hidroisodesparafinação (HIDW). Com entrada em operação a partir de 2028, esse ativo ampliará a produção de óleo diesel A S10 em 76 mil b/d, de QAV em 20 mil b/d e de óleos básicos lubrificantes do Grupo II em 12 mil b/d (Petrobras 2024; Petrobras, 2025b).

A Petrobras também sinalizou, em seu Plano de Negócios 2025-2029, diversos investimentos na expansão e modernização de seis refinarias existentes. Até 2029, a estatal prevê a ampliação de capacidade das unidades de destilação atmosférica nas refinarias Reduc (+19 mil b/d), Regap (+15 mil b/d), Repar (+ 13 mil b/d), Replan (+25 mil b/d), Revap (+19 mil b/d) e RPBC (+23 mil b/d).

Ademais, foram contemplados neste estudo: (i) o projeto de modernização de unidade existente de tratamento de diesel na Revap, visando à produção de óleo diesel S10, com capacidade de 6.500 metros cúbicos por dia (m^3/d) e início de operação previsto para 2026; (ii) o projeto de ampliação da capacidade das duas unidades existentes de coqueamento retardado da Replan, passando de 6.800 m^3/d para 7.500 m^3/d, cada, com início previsto para 2030; (iii) nova unidade de hidrodessulfurização de nafta na Replan; (iv) nova unidade de hidrotratamento de diesel na Refap; e, (v) nova unidade de hidrotratamento de diesel na Repar. Os três últimos investimentos têm entrada em operação prevista para o início da década de 2030 (Petrobras, 2024). Esses projetos refletem a estratégia atual da Petrobras de expandir e modernizar suas refinarias, com ganhos mais significativos na produção de derivados de maior valor agregado, especialmente de óleo diesel S10.

Em relação às refinarias privadas, estão contemplados os investimentos da Brasil Refinarias, em Simões Filho/BA, com capacidade de 736 b/d e início de operação previsto para o fim de 2025, e a ampliação de capacidade da Dax Oil, passando dos atuais 4 mil b/d para 12 mil b/d em 2026 (ANP, 2025a).

Outro projeto contemplado na carteira de investimentos previstos do PDE 2035 é a conversão da unidade de craqueamento catalítico da Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR) para operar com carga 100% renovável, destinada à produção de químicos verdes (RPR, 2025).

Considerando toda a carteira de investimentos, a capacidade nacional de refino deverá crescer 10% até 2035, alcançando 2,56 milhões b/d.

No que tange aos investimentos, em conjunto, com as carteiras de projetos da Petrobras, RPR e refinadores privados, os investimentos no segmento de refino de petróleo compreende projetos *greenfield* e *brownfield* de expansão de capacidade e de modernização no segmento de refino, assim como as iniciativas de manutenção, de confiabilidade operacional e de eficiência energética, dos ativos existentes. Entre 2026 e 2035, o total de investimentos projetados no segmento de refino de petróleo é de US$ 23,0 bilhões.

6.2.3 Iniciativas de biorrefino

Os estudos do PDE 2035 incorporam cinco projetos de biorrefinarias em desenvolvimento no País: três da Petrobras – RPBC (Cubatão/SP), Boaventura (Itaboraí/RJ) e Replan (Paulínia/SP), um da Acelen (São Francisco do Conde/BA) e um da Riograndense (Rio Grande/RS). O projeto da Replan adota a tecnologia ATJ (*alcohol-to-jet*), que utiliza etanol como matéria-prima para a produção de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). Os demais projetos empregam a rota HEFA (*hydroprocessed esters and fat acids*), baseada no uso de óleo vegetal e/ou gordura animal como matérias-primas para a produção de diesel verde e SAF.

Em paralelo, o coprocessamento de matérias-primas renováveis surge como alternativa de descarbonização da oferta de derivados. Atualmente, cinco refinarias – Reduc (Duque de Caxias/RJ), Refap (Canoas/RS), Regap (Betim/MG), Repar (Araucária/PR) e RPBC – possuem autorização da ANP para realizar o coprocessamento de óleo vegetal na carga de unidades de hidrotratamento, com o objetivo de produzir óleo diesel com conteúdo renovável (Diesel RX), compreendendo uma capacidade de 63 mil barris por dia, onde a Repar detém a maior parcela (29 mbpd) (Petrobras, 2024). A Reduc, adicionalmente, está autorizada para operação de coprocessamento de óleo vegetal (até 1,2%) para produção de QAV com conteúdo renovável. Entre essas unidades, três já reúnem condições operacionais para produzir e entregar diesel com conteúdo renovável pela rota de coprocessamento: Reduc, Repar e RPBC.

Assim, tanto os projetos dedicados de biorrefino quanto o coprocessamento em refinarias existentes reforçam a trajetória de inserção de combustíveis renováveis no abastecimento nacional. Informações adicionais sobre essas iniciativas encontram-se no Capítulo 8.

6.2.4 Especificação de combustíveis

Os combustíveis comercializados no Brasil possuem diferentes especificações para as suas características físico-químicas. Entre elas, destaca-se, em especial, o limite máximo de teor de enxofre.

O óleo diesel é comercializado no Brasil com diferentes especificações para atendimento aos seus diversos usos. O óleo diesel de uso rodoviário é consumido no território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 ppm (S10) e de 500 ppm (S500)[49], em massa (ANP, 2024a). Por sua vez, o óleo diesel de uso não rodoviário – cuja comercialização é permitida apenas em atividades como geração de energia elétrica, extração mineral a céu aberto e transporte ferroviário – possui limite máximo de teor de enxofre de 1.800 ppm (S1800), em massa (ANP, 2022a), enquanto o óleo diesel marítimo possui limite máximo de 5.000 ppm, em massa (ANP, 2022b). Em agosto de 2024, a ANP instituiu um grupo de trabalho para avaliar a descontinuidade do óleo diesel S500 e do óleo diesel S1800 (ANP, 2024b). Posteriormente, em setembro de 2025, a Diretoria da ANP aprovou a

[49] 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. O sucateamento da frota e os prejuízos do S500 à nova motorização impelem a demanda brasileira à transição gradual para o óleo diesel S10.

implementação de ações de monitoramento e avaliação do mercado com relação à descontinuidade dos óleos diesel S500 e S1800 no País, permitindo que a transição para o S10 continue ocorrendo de forma natural (ANP, 2025b). Dessa forma, assumiu-se a manutenção das regulamentações vigentes para o óleo diesel 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), em massa (ANP, 2022b), em linha com a norma IMO 2020. Para os demais tipos de óleo combustível, considera-se a manutenção da especificação vigente, incluindo o óleo combustível de baixo teor de enxofre (BTE) com limite máximo de enxofre de 1%, em massa, e o óleo combustível de alto teor de enxofre (ATE) com limite máximo de enxofre de 2%, em massa (ANP, 2022c).

Para a gasolina C, considerou-se as discussões em curso sobre o aumento do valor mínimo de RON (Número de Octano Pesquisa, RON na sigla em inglês) para 94, conforme estabelecido pela Resolução ANP nº 988/2025 (ANP, 2025c) em atendimento à Resolução CNPE nº 9/2025 (CNPE, 2025a). Para os demais parâmetros da especificação, considerou-se a manutenção da regulamentação vigente, incluindo o limite máximo de teor de enxofre de 50 ppm, em massa (ANP, 2020).

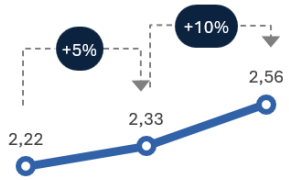
Para o QAV, adotou-se a manutenção da regulamentação atual, que estabeleceu as especificações dos querosenes de aviação de origem fóssil e alternativos, e permitiu a introdução da especificação JET A no País (ANP, 2021). Considerou-se, ainda, as discussões em andamento na ANP sobre a adequação regulatória da terminologia da mistura entre QAV fóssil e QAV alternativo, conforme Consulta e Audiência Públicas nº 07/2025 (ANP, 2025d).

Destacam-se, também, as premissas de adição de biocombustíveis, incluindo o teor obrigatório de 15% de biodiesel, em volume, na mistura de óleo diesel comercializado, conforme Resolução CNPE nº 8/2025 (CNPE, 2025b), e o teor obrigatório de 30% de etanol anidro, em volume, na mistura de gasolina comum, conforme Resolução CNPE nº 9/2025 (CNPE, 2025a). Assumiu-se, ainda, a inserção dos combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) no País, além da crescente adoção da oferta de *bunker* com adição de biodiesel. Estas questões e outras relacionadas aos biocombustíveis são discutidas no Capítulo 8.

6.2.5 Evolução do parque de refino nacional

As projeções do PDE 2035 indicam que o Brasil ampliará a sua capacidade de refino de petróleo em 10% no período decenal, passando de 2,33 milhões b/d no fim de 2025 para 2,56 milhões b/d em 2035, conforme Figura 6-3. Isto é, um incremento de 230 mil b/d ao longo de dez anos.

Figura 6-3 – Capacidade de refino de petróleo no Brasil (milhão b/d)



Fonte: EPE.

Esse incremento reflete os projetos de expansão e modernização das refinarias nacionais constantes na carteira de investimentos previstos, os quais adicionam dois novos ativos de refino no País: Brasil Refinarias e Complexo Boaventura[50]. Com isso, o Brasil contará com 20 refinarias em operação em 2035.

6.2.6 Balanço nacional de petróleo

Ao longo do período decenal, o Brasil deverá ampliar a sua condição de exportador líquido de petróleo. As projeções deste PDE indicam que as exportações brutas de óleo nacional passarão de 1,8 milhão b/d em 2025 para 3,0 milhões b/d em 2032, reduzindo posteriormente em 2035 para 2,7 milhões b/d. O volume expressivo das exportações brasileiras de óleo cru poderá elevar ainda mais 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. O crescimento da produção nacional no período decenal se sobreporá ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais. Com isso, mais da metade do petróleo produzido no País será exportado entre 2025 e 2035.

A Tabela 6-2 apresenta as projeções para o balanço nacional de petróleo, 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)	2025	2028	2032	2035
Produção nacional de petróleo	3,5	4,8	5,1	4,9
Processamento de petróleo nas refinarias nacionais	2,0	2,1	2,3	2,3
Importação bruta de petróleo	0,2	0,2	0,1	0,1
Exportação bruta de petróleo	1,8	2,9	3,0	2,7
Indicadores para petróleo e refino (%)	**2025**	**2028**	**2032**	**2035**
Fator de utilização das refinarias nacionais	85%	88%	88%	88%
Participação do óleo nacional na carga processada	88%	89%	94%	96%
Relação entre exportação bruta e produção nacional	51%	61%	58%	55%

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.

Fonte: EPE.

As refinarias brasileiras manterão elevada utilização, próxima de 90% da capacidade instalada, com incremento no volume de óleo processado de 2,0 milhões b/d em 2025 para 2,3 milhões b/d em 2035. A participação do petróleo nacional na carga processada aumentará ainda mais no período decenal, alcançando 96% em 2035.

[50] O projeto do Complexo Boaventura prevê o processamento de cargas intermediárias, como gasóleos e resíduos, oriundas sobretudo da Reduc; ou seja, não há previsão de processamento de petróleo na unidade.

Nesse contexto, os petróleos da Bacia de Santos ampliarão ainda mais a sua relevância na carga processada das refinarias nacionais. Ao longo dos últimos anos, as refinarias nacionais exibiram uma profunda transformação na sua dieta de petróleos, dado que óleos da Bacia de Campos, majoritariamente do pós-sal, como Marlim e Roncador, foram gradualmente substituídos por óleos da Bacia de Santos, predominantemente do pré-sal, como Tupi e Búzios. Não se trata somente de uma questão de localização, mas também de qualidade média da dieta de petróleos das refinarias nacionais. Em geral, os óleos da Bacia de Santos são mais leves (API médio próximo de 30) do que os óleos da Bacia de Campos (API médio entre 20 e 25).

Para os próximos anos, projeta-se uma continuação dessa tendência. Em 2035, os óleos da Bacia de Santos deverão responder por quase 70% do total processado nas refinarias nacionais, enquanto a participação dos óleos da Bacia de Campos deverá se reduzir para menos de 15%. Óleos das bacias do Norte e Nordeste também deverão retomar espaço no refino nacional no fim do período decenal, a partir do desenvolvimento de novos projetos de *upstream* na região, como Sergipe Águas Profundas.

Em relação às importações de petróleo, na primeira metade do decênio, haverá manutenção em patamares de volumes similares ao histórico recente. Essa importação ocorre, sobretudo, em função do processamento de petróleo parafínico, majoritariamente da corrente Arab Light, na refinaria Reduc, visando à produção de óleos básicos lubrificantes. Porém, com o projeto de integração entre a Reduc e o Complexo Boaventura, há a possibilidade de interrupção da produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo I (Petrobras, 2024), de modo que a importação da corrente Arab Light para processamento na Reduc pode ser descontinuada e substituída por óleo nacional.

A importação de outras correntes ocorre pela necessidade de adequação da cesta de petróleos em algumas refinarias ou por oportunidades comerciais. Entre outras correntes de petróleo importadas pelo Brasil nos últimos anos, as principais são Eagle Ford (EUA) e Liza (Guiana), além de óleos africanos da Angola, Argélia, Gabão e Nigéria.

6.2.7 Balanço nacional de derivados de petróleo

A produção total de derivados de petróleo crescerá aproximadamente 10% entre 2025 e 2035, em linha com a expansão do refino nacional. A Tabela 6-3 exibe as projeções para a produção doméstica dos principais derivados de petróleo no decênio.

Tabela 6-3 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)

Produto	2025	2028	2032	2035	Variação 2025-2035 (%)
Gás liquefeito de petróleo - GLP	32,1	39,3	44,5	45,2	40%
Nafta	15,3	16,4	25,1	24,8	61%
Gasolina A	86,6	85,0	82,5	84,0	-3%
Querosene de aviação - QAV	16,3	17,1	19,3	19,1	17%
Óleo diesel A	132,4	137,3	153,5	150,2	13%
Óleo combustível	48,5	49,2	46,2	46,2	-5%
Coque de petróleo	12,6	12,9	14,9	15,4	22%
Asfaltos	6,0	7,3	7,3	6,9	15%
Lubrificantes	2,1	1,5	1,6	1,6	-23%
Outros energéticos e não energéticos (2)	6,3	6,4	6,6	6,6	5%

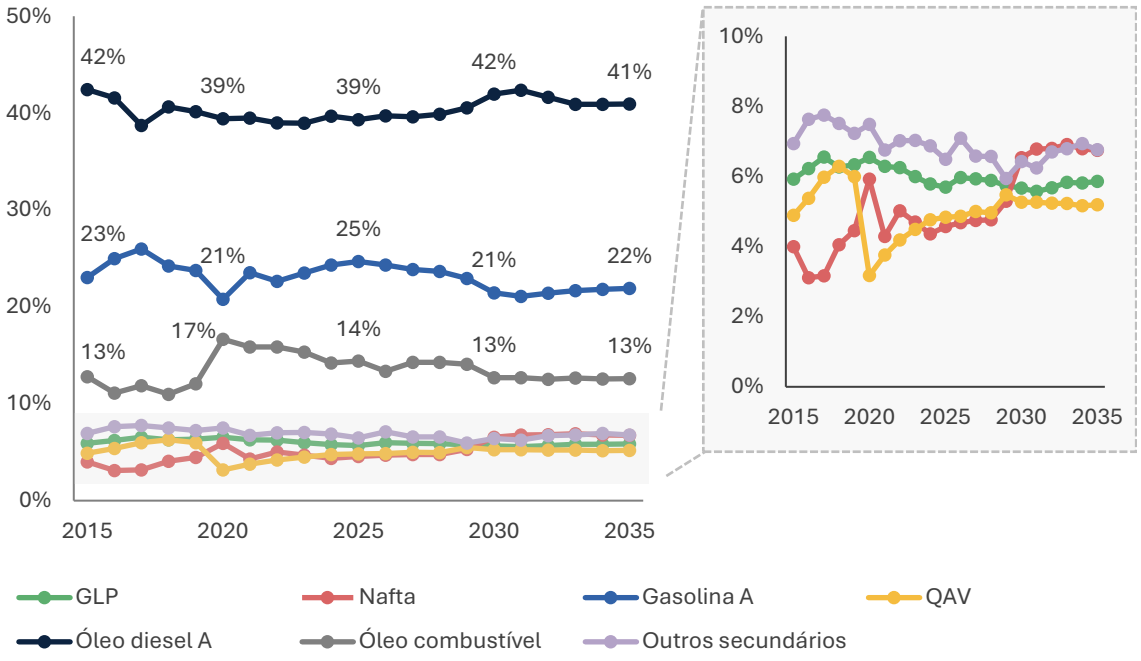
Notas: (1) Valores da tabela incluem a produção de refinarias, centrais petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores; (2) Outros energéticos e não energéticos incluem: benzeno, butano especial, gasolina de aviação, n-parafina, parafinas, propeno, resíduo aromático, resíduo asfáltico, solventes, tolueno e xilenos.

Fonte: EPE.

O GLP (+13,1 mil m³/d) e o óleo diesel A (+17,8 mil m³/d) são os derivados de petróleo que apresentam os maiores incrementos entre 2025 e 2035. A expansão da produção doméstica de nafta petroquímica (+9,4 mil m³/d), coque de petróleo (+ 2,8 mil m³/d), QAV (+ 2,8 mil m³/d) e asfaltos (+ 0,9 mil m³/d) também é significativa. Em termos percentuais, a nafta apresenta a maior variação positiva, de 61%, no período avaliado. Em contraste, a gasolina A (-2,6 mil m³/d), o óleo combustível (- 2,3 mil m³/d) e os lubrificantes (- 0,5 mil m³/d) apresentam diminuição na produção entre 2025 e 2035.

Em que pese essas variações, as refinarias brasileiras manterão um perfil de produção de aproximadamente 70% em derivados de alto valor agregado – óleo diesel, gasolina e QAV, em linha com o histórico recente, conforme exibido na Figura 6-4.

Figura 6-4 – Perfil de produção das refinarias nacionais (%)

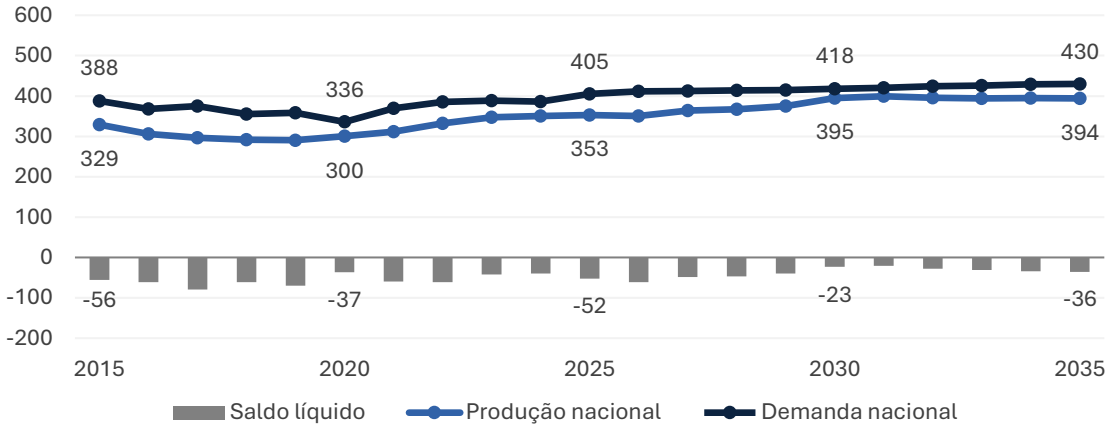


Nota: Outros secundários de petróleo incluem asfaltos, coque de petróleo, gasolina de aviação lubrificantes e solventes.

Fonte: EPE.

Historicamente, o Brasil é importador líquido de derivados de petróleo e as projeções do PDE 2035 indicam que o País manterá essa condição nos próximos dez anos. As importações líquidas alcançarão 36 mil m^3/d em 2035, volume inferior à máxima histórica de 79 mil m^3/d, registrada em 2017. A Figura 6-5 apresenta as projeções para o balanço nacional de derivados de petróleo.

Figura 6-5 – Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m^3/d)



Nota: Inclui GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Em 2035, os derivados de petróleo que mais contribuirão para o déficit no Brasil são o óleo diesel (-49 mil m^3/d) e a nafta petroquímica (-14 mil m^3/d). Por outro lado, o derivado com o maior superávit em 2035 será o óleo combustível (+32 mil m^3/d).

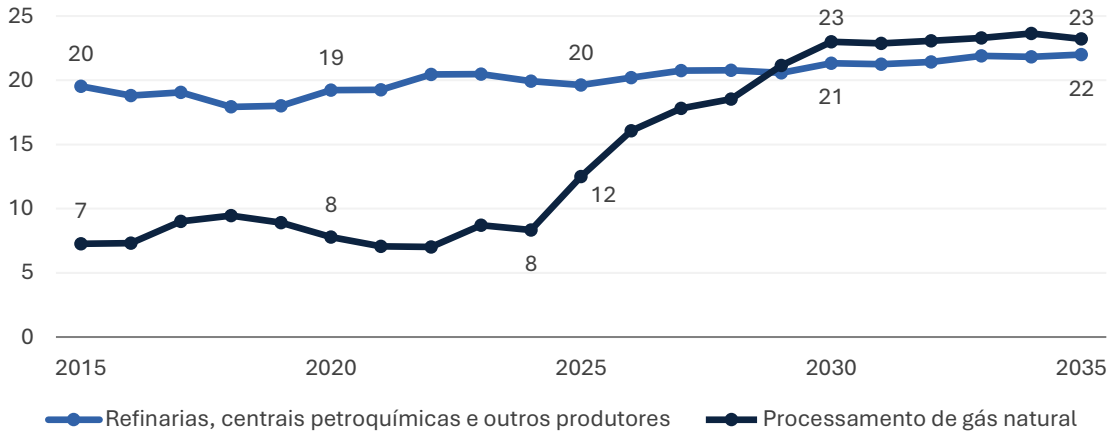
Nos últimos dez anos, as importações responderam, em média, por 15% da demanda interna de derivados de petróleo. As projeções do PDE 2035 apontam que esse percentual será reduzido para 9%, em média, no período decenal.

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.

Gás liquefeito de petróleo (GLP) – A produção nacional de GLP crescerá mais de 40% entre 2025 e 2035. Esse aumento decorrerá, em grande medida, da parcela da produção oriunda do processamento de gás natural. Destaca-se, em especial, o incremento de produção da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ, cuja operação iniciou em novembro de 2024. A produção de GLP oriunda do processamento de gás natural alcançará 23 mil m^3/d em 2035, quase o triplo do volume produzido no País em 2024 (8 mil m^3/d) nessas unidades. Questões relacionadas à oferta nacional de gás natural e aos investimentos previstos em UPGN no País são discutidas no Capítulo 7.

Por sua vez, a produção de GLP em refinarias, centrais petroquímicas e outros produtores deverá manter-se entre 20 e 22 mil m^3/d ao longo do período decenal. Haverá um leve incremento na produção de GLP oriundo do refino de petróleo a partir da segunda metade do decênio, com a entrada em operação do Trem 2 da RNEST. A Figura 6-6 exibe a projeção para a produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora.

Figura 6-6 – Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora (mil m^3/d)

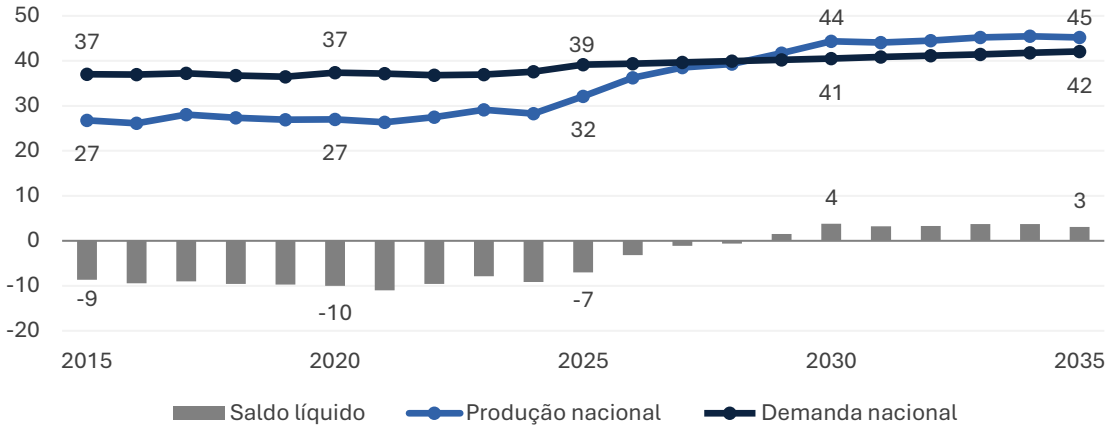


Notas: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial. A produção de GLP de UPGN inclui volumes produzidos por unidades associadas às refinarias, como as UPGNs Lubnor, Reduc I e II, Catu e Candeias.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

O Brasil poderá se tornar superavitário neste derivado a partir do fim desta década diante do crescimento expressivo da produção doméstica. Entre 2025 e 2035, a produção de GLP deverá crescer em ritmo mais acelerado (+41%) do que a demanda (+8%), reduzindo gradualmente as importações e levando o saldo líquido para o superávit a partir do fim desta década, conforme apresentado na Figura 6-7.

Figura 6-7 – Balanço nacional de GLP (mil m³/d)



Nota: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Essa é uma mudança relevante para o abastecimento nacional de derivados de petróleo no período decenal, uma vez que o Brasil é historicamente importador líquido de GLP. Nos últimos dez anos, os volumes importados responderam, em média, por 25% do mercado interno de GLP.

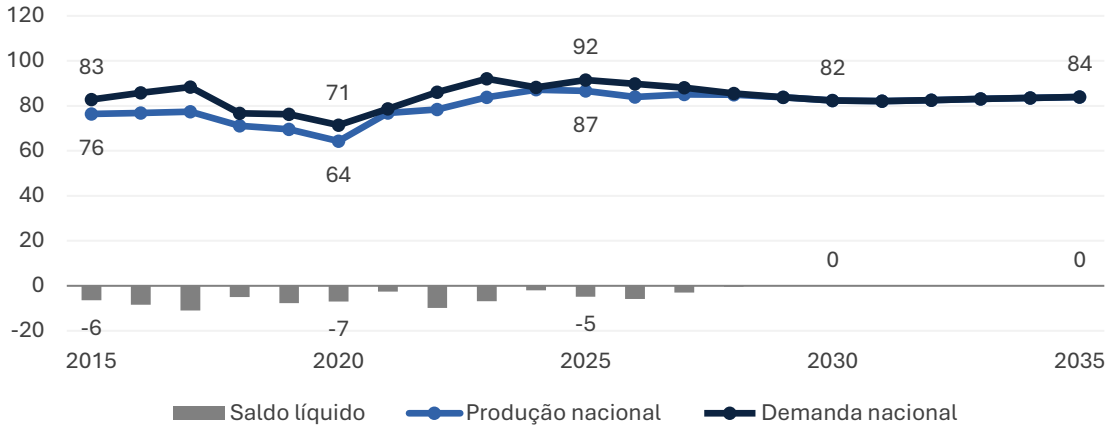
A infraestrutura logística primária de GLP requer atenção especial, visando à segurança do abastecimento. Para os próximos anos, há um conjunto de investimentos previstos em infraestrutura logística deste combustível, como terminais e bases de distribuição (EPE, 2022a).

Gasolina A – A produção nacional de gasolina A apresentará pouca variação no período decenal, permanecendo entre 82 mil m³/d e 87 mil m³/d. Isso se justifica, pois, a carteira de investimentos previstos em refino pouco agrega à produção de gasolina, uma vez que os principais projetos têm foco no aumento de destilados médios (óleo diesel e QAV).

O aumento do teor obrigatório de etanol anidro na mistura de gasolina comum para 30% (E30) a partir de agosto de 2025, a expectativa de crescimento da oferta de etanol hidratado (descrita no Capítulo 8) e o aumento da eletrificação em veículos leves (descrita no Capítulo 2) contribuem para limitar a expansão do consumo de gasolina A no decênio.

Nesse contexto de demanda estagnada, o Brasil se tornará autossuficiente em gasolina no médio prazo, conforme Figura 6-8. A importação líquida alcançará a máxima de 6 mil m³/d em 2026, pouco mais de 5% da demanda nacional no ano. Esse montante é inferior à máxima histórica de 11 mil m³/d, em 2017.

Figura 6-8 – Balanço nacional de gasolina A (mil m³/d)



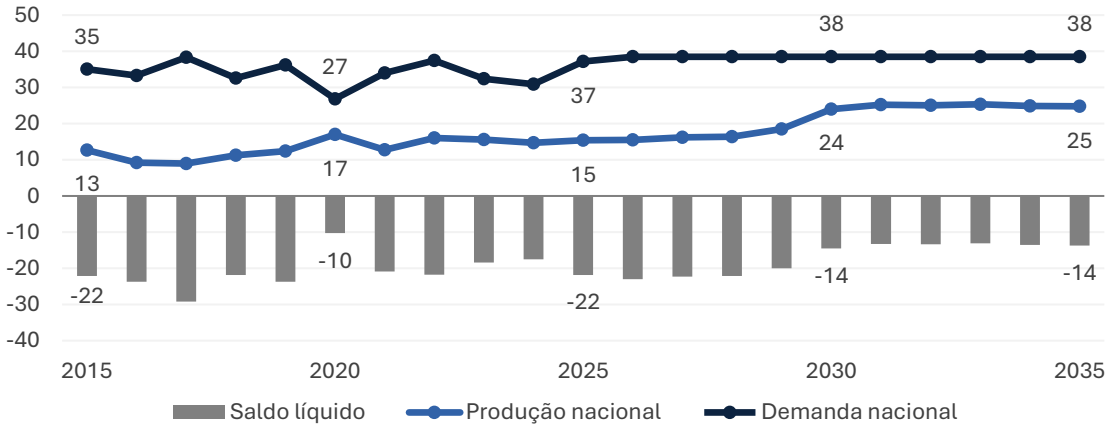
Nota: Inclui gasolina comum e gasolina premium. Não inclui gasolina de aviação.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Nafta – A produção nacional de nafta petroquímica terá aumento expressivo de mais de 60% no decênio, passando de 15 mil m³/d em 2025 para 25 mil m³/d em 2035. Esse crescimento da produção de nafta será impulsionado, sobretudo, pela entrada em operação do Trem 2 da RNEST e da unidade HCC no Complexo Boaventura. Há, ainda, a contribuição do acréscimo da produção de C5+ oriundo do processamento do gás natural.

Apesar do aumento da produção nas refinarias e da estabilidade da demanda das centrais petroquímicas, a Figura 6-9 indica que o Brasil permanecerá importador de nafta, porém em volumes decrescentes. Em 2035, a importação líquida de nafta (14 mil m³/d) representará menos de 40% da demanda nacional, patamar inferior à média dos últimos dez anos (61%).

Figura 6-9 – Balanço nacional de nafta (mil m³/d)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

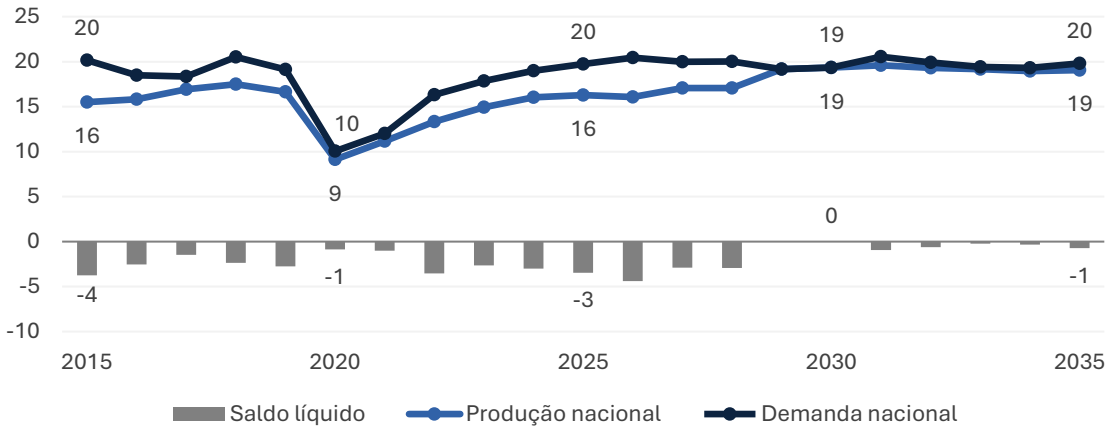
Querosene de aviação (QAV) – A entrada em operação do Boaventura contribuirá de maneira significativa para o aumento da produção de QAV no decênio, passando de 16 mil m³/d em 2025 para 19 mil m³/d em 2035.

O consumo de QAV, por sua vez, registrará uma estagnação no período decenal, mantendo-se em torno de 20 mil m³/d. Esse produto será impactado pelo cumprimento de metas de redução

de emissões na aviação doméstica, conforme Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), e na aviação internacional, de acordo com Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA).

Assim, a Figura 6-10 mostra que os volumes de importação líquida de QAV diminuirão no período, especialmente na segunda metade do período decenal. Em 2035, as importações líquidas alcançam 1 mil m^3/d, menos de 5% da demanda no ano. Esse percentual é inferior à média dos últimos dez anos (14%).

Figura 6-10 – Balanço nacional de QAV (mil m^3/d)



Notas: Inclui querosene de aviação e querosene iluminante. O fornecimento de QAV para aeronaves em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

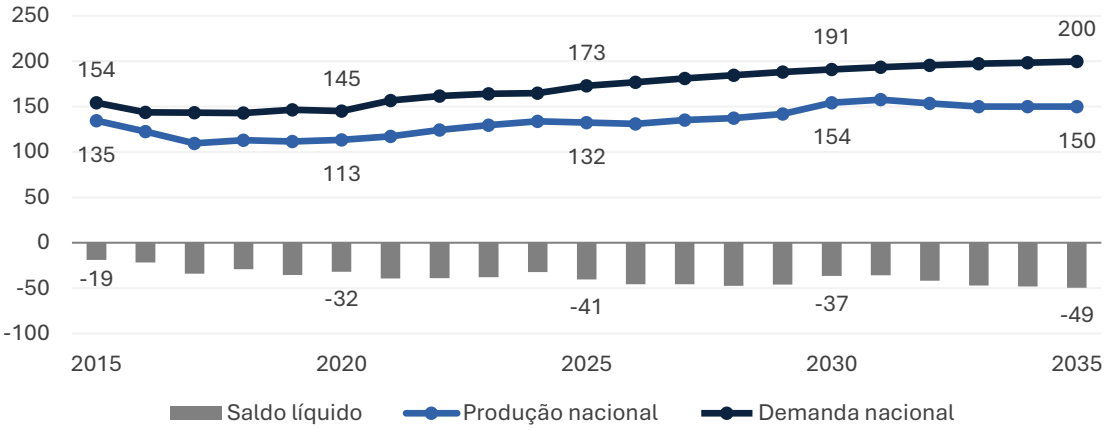
Cabe ressaltar que a produção de QAV possui uma certa intercambialidade com a produção de óleo diesel nas refinarias, uma vez que os dois derivados são extraídos de faixas de destilação semelhantes. Em conjunto, o QAV e o diesel são usualmente referidos como destilados médios.

Óleo diesel A – Com os investimentos no Trem 2 da RNEST, no Boaventura e em unidades de hidrotratamento de diesel, a produção de óleo diesel A crescerá 13% entre 2025 e 2035. Apesar desse incremento, a produção doméstica se manterá insuficiente para abastecer o mercado interno brasileiro de óleo diesel em sua totalidade.

Ao longo do período decenal, a produção de óleo diesel A alcança a máxima de 158 mil m^3/d em 2031 para, em seguida, recuar até 150 mil m^3/d em 2035. Essa variação é justificada pela redução gradativa da demanda por S500 em favor do S10, impactando a operação de algumas refinarias.

Nesse contexto, o Brasil ampliará ainda mais a sua condição de importador líquido de óleo diesel durante o período de estudo, conforme indicado na Figura 6-11. Os volumes de importação líquida de óleo diesel deverão aumentar progressivamente, alcançando 49 mil m^3/d em 2035, o que equivale a 25% da demanda no ano. Esse volume de importação líquida em 2035 é 25% superior aos 39 mil m^3/d registrados em 2021, máxima histórica até então, sinalizando a necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento de óleo diesel.

Figura 6-11 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m³/d)



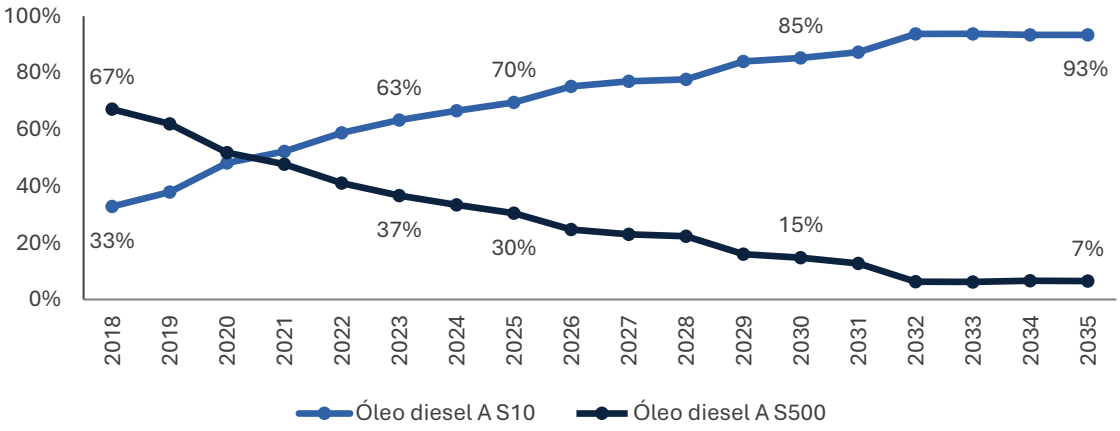
Notas: Inclui óleo diesel rodoviário (S10 e S500), óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000). O fornecimento de óleo diesel marítimo para navios em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Desde a implementação da Fase P-7 do Proconve em 2012, os motores de veículos pesados novos licenciados no Brasil são adequados ao consumo de óleo diesel de baixo teor de enxofre. O sucateamento da frota e os prejuízos do S500 à nova motorização impelem a demanda brasileira à transição gradual para o S10.

Assim, nos últimos anos, o perfil da produção nacional de óleo diesel A rodoviário tem migrado rapidamente para o S10. Em 2021, pela primeira vez, a produção de óleo diesel A S10 superou a de óleo diesel A S500. As projeções exibidas na Figura 6-12 mostram que o óleo diesel A S10 alcançará mais de 90% de participação na produção nacional de óleo diesel rodoviário a partir de 2032, com a entrada de novas unidades de hidrotratamento de instáveis no parque de refino.

Figura 6-12 – Produção nacional de óleo diesel A rodoviário por tipo (%)



Notas: Não inclui óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000).

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de ANP (2025d).

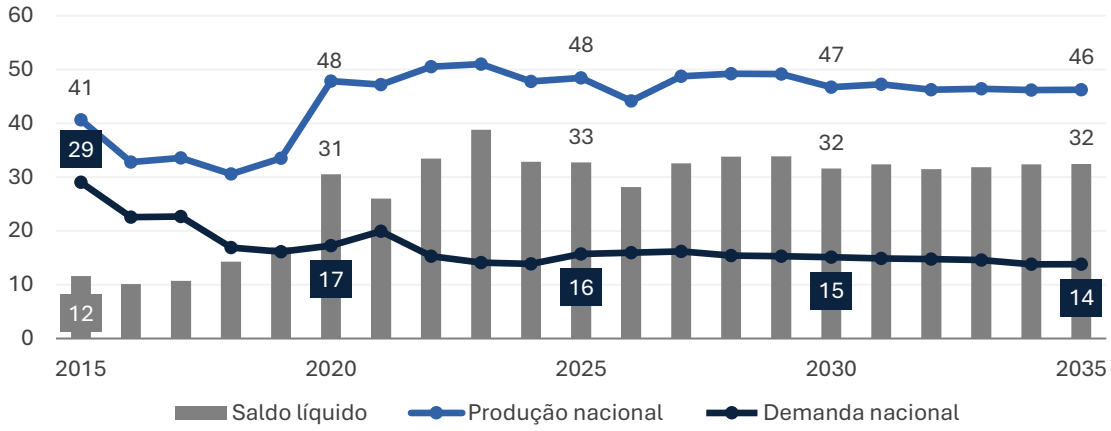
A troca gradual da demanda de diesel S500 por S10 representa um desafio adicional para a operação das refinarias brasileiras com vistas ao atendimento às especificações de baixo teor de enxofre. A produção de S10 se torna restrita às capacidades de unidades HDT, HCC e de geração de hidrogênio (UGH) disponíveis nas refinarias.

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 Boaventura e em hidrotratamento de diesel contribuirão para reduzir a participação do óleo combustível na produção das refinarias. Esses projetos possibilitam ampliar a produção de derivados de maior valor agregado, como o óleo diesel de baixo teor de enxofre, priorizando produtos de qualidade superior a partir de correntes intermediárias (como resíduos e gasóleos) que atualmente são majoritariamente destinadas para a produção de óleo combustível.

Nesse contexto, as projeções deste PDE indicam uma redução de 5% da produção doméstica de óleo combustível entre 2025 e 2035. Entretanto, como ilustra a Figura 6-13, o Brasil permanecerá como exportador líquido em volumes consideráveis durante todo o período decenal.

Figura 6-13 – Balanço nacional de óleo combustível (mil m³/d)

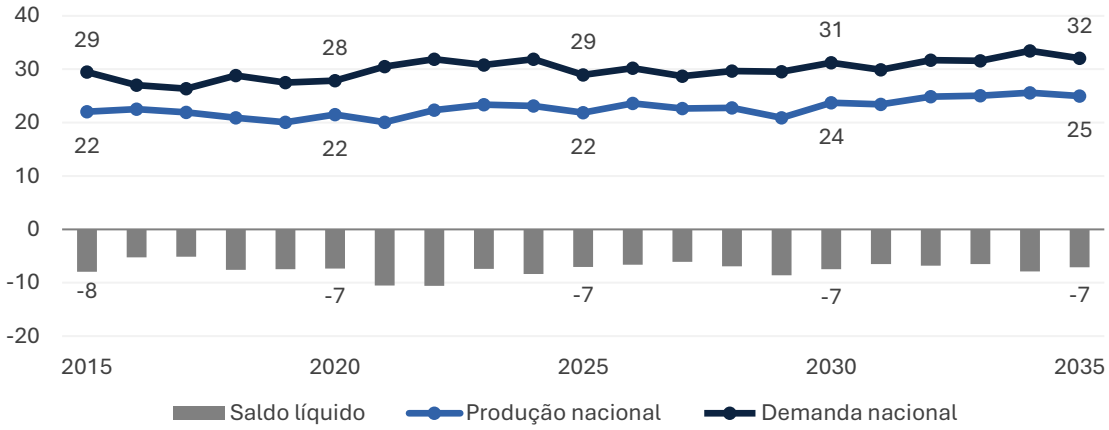


Notas: Inclui óleo combustível marítimo (*bunker* 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. O fornecimento de óleo combustível marítimo para navios em rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Outros secundários de petróleo – Entre 2025 e 2035, as produções de asfaltos (+15%) e de coque de petróleo (+22%) deverão exibir crescimento, enquanto as produções de óleos básicos lubrificantes (-23%) e de solventes (-14%) deverão registrar queda. Assim, ao longo do período decenal, o Brasil permanecerá importador líquido de outros produtos secundários de petróleo, incluindo asfaltos, coque de petróleo, lubrificantes e solventes. Por sua vez, o balanço nacional de gasolina de aviação indica equilíbrio entre a produção e a demanda nacional. A Figura 6-14 exibe as projeções de balanço nacional para os outros secundários de petróleo.

Figura 6-14 – Balanço nacional de outros secundários de petróleo (mil m³/d)



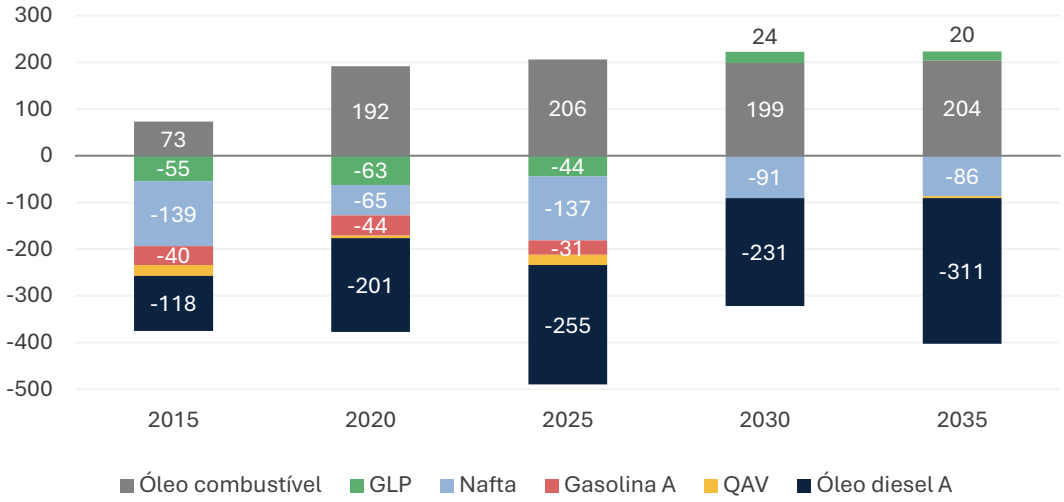
Notas: Inclui asfaltos (asfalto diluído e cimento asfáltico), coque verde de petróleo (inclui coque grau anodo, grau siderúrgico e grau energético e não inclui coque calcinado), gasolina de aviação, lubrificantes e solventes (não inclui benzeno, tolueno, xilenos e aromáticos mistos).

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

6.2.8 Dependência externa

Entre 2025 e 2035, o Brasil ampliará a sua dependência externa ao óleo diesel, reduzirá a sua dependência ao QAV e à nafta, se tornará autossuficiente em gasolina e se tornará superavitário em GLP. A Figura 6-15 apresenta a evolução do saldo líquido (diferença entre exportações brutas e importações brutas) para os principais derivados de petróleo no horizonte de estudo.

Figura 6-15 – Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil (mil b/d)

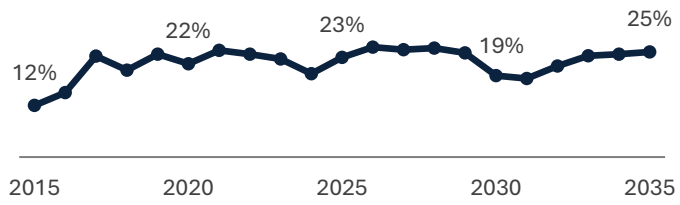


Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

A Figura 6-16 a Figura 6-20 apresentam a evolução da dependência externa ao óleo diesel A, ao QAV, à gasolina A, à nafta e ao GLP, respectivamente. A dependência externa é calculada como a razão entre as importações líquidas e a demanda doméstica de cada produto. Para fins deste relatório, as importações líquidas correspondem à diferença entre as importações brutas e as exportações brutas do respectivo produto. Por sua vez, a demanda doméstica compreende o consumo interno total, incluindo o fornecimento de combustíveis para navios e aeronaves em

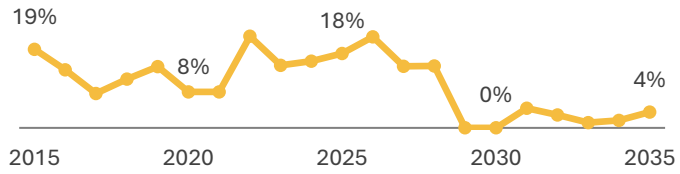
rotas internacionais (“bunker internacional”). Não são contabilizados nessa métrica os produtos equivalentes de origem renovável, tais como etanol, biodiesel e combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), entre outros.

Figura 6-16 – Dependência externa ao óleo diesel A (%)



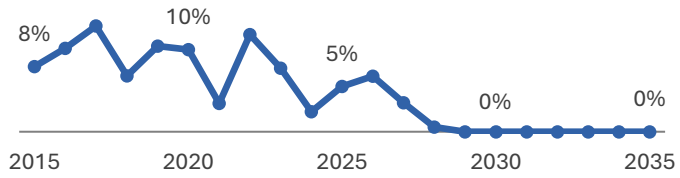
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Figura 6-17 – Dependência externa ao QAV (%)



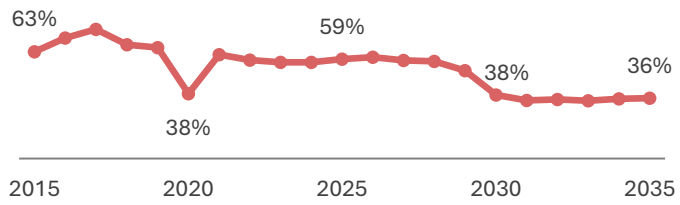
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Figura 6-18 – Dependência externa à gasolina A (%)



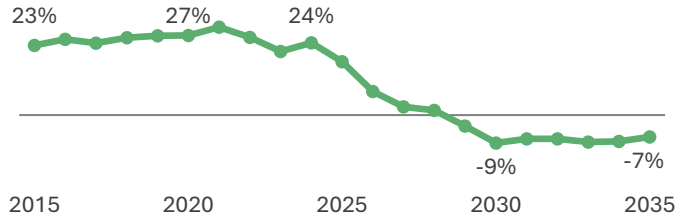
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Figura 6-19 – Dependência externa à nafta (%)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

Figura 6-20 – Dependência externa ao GLP (%)



Nota: Valores negativos de dependência externa indicam superávit do produto.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados históricos de EPE (2025).

6.3 Infraestrutura nacional de transporte de derivados

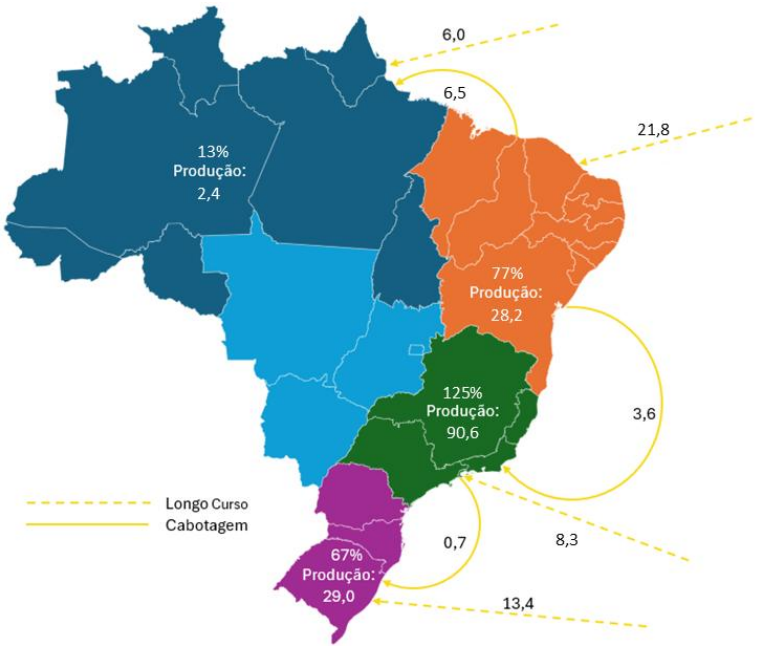
O abastecimento nacional de derivados de petróleo exige uma infraestrutura de transporte eficiente e integrada, capaz de conectar unidades de produção, bases de distribuição e centros de consumo em um país de dimensões continentais. A logística de derivados desempenha, assim, papel central para a segurança do suprimento energético, a competitividade econômica e a resiliência do sistema de abastecimento.

Nesta seção, analisam-se as movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais dos principais derivados, bem como os impactos desses fluxos sobre o sistema dutoviário. Por fim, apresentam-se os principais investimentos previstos em infraestrutura logística de derivados de petróleo ao longo do horizonte decenal.

6.3.1 Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de derivados

As movimentações aquaviárias inter-regionais e as importações de derivados de petróleo são fundamentais para equilibrar o abastecimento nacional, complementando a produção das regiões deficitárias. A Figura 6-21 a Figura 6-24 apresentam, para 2035, os fluxos projetados de óleo diesel A, gasolina A, querosene de aviação (QAV) e gás liquefeito de petróleo (GLP), bem como a participação da produção local no atendimento à demanda regional alocada em bases.

Figura 6-21 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de óleo diesel A no Brasil em 2035 (mil m³/d)



Nota: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendida pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região. Os volumes representados na figura compreendem todos os tipos de óleo diesel (S10, S500, S1800 e S5000).

Fonte: EPE

O País seguirá estruturalmente deficitário de óleo diesel em 2035, exceto a Região Sudeste, que permanecerá superavitária. Entretanto, os volumes crescentes de importação serão introduzidos em todas as regiões costeiras – Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Parte do excedente do Sudeste será transferido ao Centro-Oeste, por meio do poliduto Osbra, enquanto o Norte dependerá de cabotagem complementar proveniente do Nordeste.

Figura 6-22 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de gasolina A no Brasil em 2035 (mil m^3/d)



Nota: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendida pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

Fonte: EPE

Da mesma forma que o diesel, a Região Sudeste também será o principal polo excedentário de gasolina no País, suprindo grande parte do Centro-Oeste e complementando o abastecimento das regiões Norte, Nordeste e Sul. O Nordeste, por sua vez, contribuirá parcialmente para o atendimento da Região Norte, via cabotagem.

Figura 6-23 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de QAV no Brasil em 2035 (mil m³/d)



Nota: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendida pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

Fonte: EPE

As regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste serão deficitárias de QAV em 2035, enquanto a Região Sudeste se manterá superavitária. O Nordeste será suprido parcialmente por importações, enquanto o Norte dependerá majoritariamente de cabotagem a partir dessa região. O Sudeste, superavitário, atenderá o Centro-Oeste pelo modo rodoviário. O Sul será autossuficiente.

Figura 6-24 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil em 2035 (mil m³/d)



Nota: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendida pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região.

Fonte: EPE

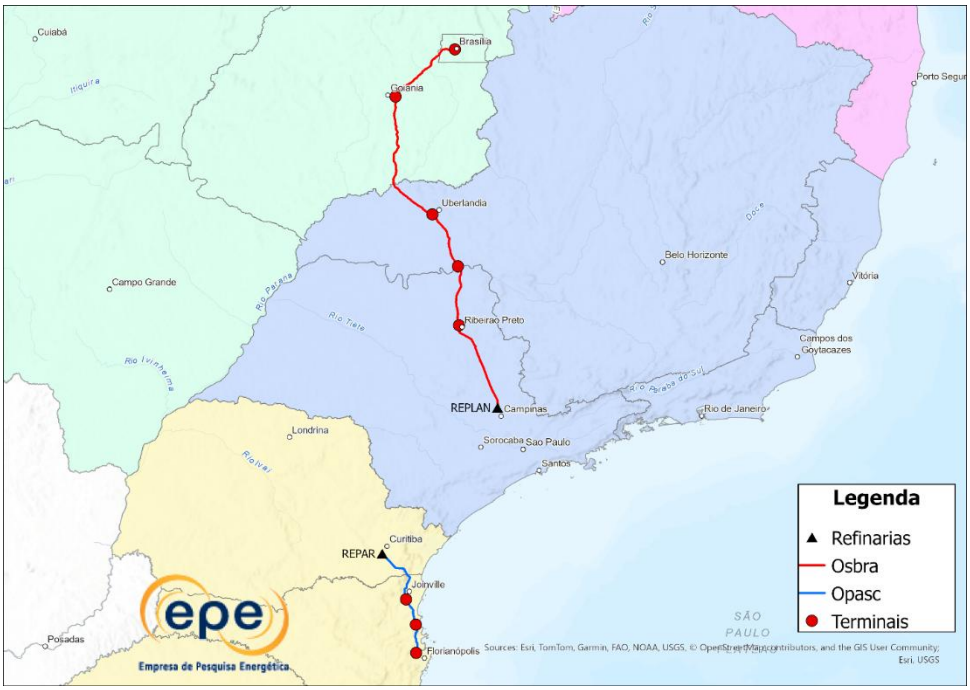
Ao contrário dos demais derivados, o País apresentará superávit em GLP ao final da década. Ainda assim, as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul serão deficitárias em 2035. Por sua vez, o Sudeste se manterá superavitário, abastecendo o Centro-Oeste pelo modo rodoviário e as regiões Nordeste e Sul majoritariamente por cabotagem. O Nordeste atenderá a demanda da Região Norte por cabotagem e será a principal região exportadora de GLP.

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados, sobretudo óleo diesel, e a expansão da cabotagem dos principais derivados de petróleo exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País. Nesse sentido, 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 Movimentações dutoviárias de derivados de petróleo

A análise das movimentações dutoviárias de derivados de petróleo indica que, no horizonte do PDE 2035, dois oleodutos poderão atingir sua capacidade máxima ou operar próximos do limite: o Oleoduto São Paulo-Brasília (Osbra), que conecta Paulínia/SP a Brasília/DF, e o Oleoduto Paraná-Santa Catarina (Opasc), que conecta Araucária/PR a Biguaçu/SC, conforme Figura 6-25.

Figura 6-25 – Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade até 2035



Fonte: EPE.

A saturação desses dutos evidencia a necessidade de aprimorar a eficiência operacional e de investir em infraestrutura logística, de modo a mitigar riscos de desabastecimento em regiões críticas do País.

Não foram consideradas expansões dutoviárias relevantes no horizonte decenal, em função dos desafios existentes do setor. Entretanto, estudos da EPE no âmbito do Plano Indicativo de Oleodutos (PIO) sugerem que o crescimento da demanda por derivados e a interiorização do consumo poderão abrir espaço para a ampliação do uso de dutos no transporte de combustíveis (EPE, 2025b).

6.3.3 Investimentos em infraestrutura de transporte de derivados de petróleo

O crescimento da demanda e das movimentações inter-regionais e internacionais de derivados de petróleo no horizonte do PDE 2035 reforça a importância dos investimentos em infraestrutura logística, essenciais para assegurar a eficiência e a resiliência do abastecimento nacional.

No âmbito do Plano de Negócios 2025-2029, a Petrobras prevê projetos de ampliação e adequação da infraestrutura logística de dutos e terminais e de ampliação da frota própria de navios. Entre os destaques, estão: (i) a ampliação de tancagem e adequações para aumento da capacidade de entrega de produtos nos terminais terrestres de Senador Canedo/GO e de Uberlândia/MG,; (ii) a substituição do Oleoduto Barueri-Utinga Escuros (OBATI-ES), visando a garantia da continuidade operacional com realocação do duto em nova faixa denominada Oleoduto Barueri-Caminho dos Pilões (OBAPI); (iii) intervenções no intramuros, píer e dragagem do Terminal Alemoa, em Santos/SP; e, (iv) a construção de 16 navios de cabotagem, incluindo quatro navios da classe Handy 2, oito navios gaseiros e quatro navios da classe Medium Range 1 (MR1) (Petrobras, 2024),representando investimentos de US$ 1,96 bilhões.

No Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), os projetos em andamento na área de Portos e Terminais Portuários voltados para granéis líquidos e gasosos totalizam US$ 417 milhões em investimentos.

Outros investimentos em infraestrutura logística, incluindo terminais, transporte, envase, distribuição, também estão previstos ao longo do período decenal, representando, no mínimo, valores da ordem de US$ 377 milhões.

A lista de projetos e respectivos escopos podem ser visualizadas na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 – Investimentos em infraestrutura logística (2026 a 2035)

Projetos	Escopo
CODESA	Desestatização da Companhia Docas do Espírito Santo
IMB05	Movimentação e armazenagem de granel líquido no Porto de Imbituba/SC
MAC11	Terminal de granéis líquidos no Porto de Maceió/AL
MAC11 A	Terminal de granéis líquidos no Porto de Maceió/AL
MAC12	Terminal de granéis líquidos no Porto de Maceió/AL
PAR50	Arrendamento de terminal de granéis líquidos no Porto de Paranaguá/PR
STS08A	Terminal de granéis líquidos e gasosos no Porto de Santos/SP
Petrobras – Terminal de Santos	Garantia de escoamento de produtos, substituição dos dutos OPASA e OBATI, manutenção D&T e navios
STS08	Terminal de granéis líquidos e gasosos no Porto de Santos/SP
RDJ06	Movimentação e armazenagem de granel líquido do Porto do Rio de Janeiro/RJ
Açaí Petróleo Pará	Implantação de transbordo de carga
Guamaré	Implantação de terminal de armazenamento e de escoamento de petróleo
Petrobras – Angra dos Reis	Ampliação TUP
Petrobras – Inhaúma	Implantação
Petrobras – Porto de Santos	Implantação e arrendamento
Outros investimentos em infraestrutura	Investimentos em tancagem, outros terminais, logística naval, transporte terrestre e distribuição

Fonte: PPI, (2025) e contato com empresas.

Ao longo do período decenal, o total de investimentos em infraestrutura logística representarão montantes de US$ 2,8 bilhões.

Capítulo 7.

Gás Natural

Pontos principais

- Na infraestrutura, destaca-se a entrada em operação de elementos já mencionados como previstos em edições anteriores do PDE, resultando em uma ampliação de 152 km em dutos de transporte (GASIG, Interconexão do Terminal de GNL de Sergipe, Duto do Terminal de GNL de TGS, Interconexão TAG/NTS e GASFOR II) e de 21,4 milhões de m^3/dia de processamento (UPGN do Complexo de Energias Boaventura/RJ e UTG São Roque).

- Como projetos previstos nesta edição do PDE considera: Raia (16 milhões de m^3/dia) em 2028; Sergipe Águas Profundas (18 milhões de m^3/dia) a partir de 2030; UPGN Miranga/BA da PetroRecôncavo (950 mil m^3/dia) em 2028 e Terminal de GNL em Suape/PE (14 milhões de m^3/dia) em 2027. Enquanto as ECOMPs Japeri/RJ e Guaramirim/SC têm previsão de entrada em 2029 e 2030.

- O mercado livre vivencia um período de expansão, com um número crescente de agentes comercializadores e consumidores livres. Apesar disso, o mercado cativo, atendido pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado (CSLGCs), permanece mais relevante. Ainda que persistam desafios relativos à harmonização regulatória, esta nova configuração tem proporcionado uma maior diversidade de produtos e modalidades de contratação, tanto no serviço de transporte como na comercialização da molécula.

- As trajetórias de referência para o petróleo *Brent* e o gás *Henry Hub*, principais indexadores de preço de gás no Brasil, indicam uma perspectiva de convergência para os preços de gás dos contratos de longo prazo na malha integrada. Além disso, o aumento da competição na comercialização contribui para o estreitamento da Faixa de Mercado. Ao final do horizonte decenal, é estimado o valor de US$ 11,0 /MMBtu para o Preço de Gás no *Citygate* (PGC).

- A implementação das disposições contidas no Decreto nº 12.153/2024 e das políticas públicas setoriais, como as propostas no âmbito do Programa Gás para Empregar, pode tornar os custos das infraestruturas mais eficientes, reduzir a assimetria de informação entre os agentes, incentivar investimentos e aumentar a concorrência, resultando em preços de gás natural mais competitivos no horizonte deste PDE.

- A demanda por gás natural apresenta elevação ao longo de todo o horizonte com um crescimento médio de 6,2% ao ano. Os setores industrial, residencial, comercial e automotivo apresentam crescimento mais suave, característico da maior estabilidade destes setores.

- A demanda *downstream* apresenta um aumento significativo no início do horizonte, seguido por uma tendência de estabilização a partir de 2031. Comportamento associado à expansão do refino, entradas de unidades de fertilizantes previstas e o retorno de unidades existentes.

- As demandas termelétricas representam a maior parcela da demanda total máxima, enquanto a demanda termelétrica indicativa representa uma parcela expressiva da demanda total, principalmente no final do horizonte na malha integrada.

- A demanda de gás natural na malha integrada atingirá cerca de 130 milhões de m^3/dia em 2035, enquanto o total para o Brasil atingirá aproximadamente 220 milhões de m^3/dia no mesmo ano.

- A oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 46 milhões de m^3/dia em 2025 para aproximadamente 85 milhões de m^3/dia em 2035, com 73% 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 sejam efetivadas.

- 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 que apenas o gás boliviano seria movimentado por meio do GASBOL. Nesse ciclo foi considera um volume máximo de importação de 13 milhões de m^3/dia nos dois anos iniciais, seguidos por um período de dois anos com oferta de 10 milhões de m^3/dia e depois 5 milhões de m^3/dia em função das incertezas acerca do abastecimento de gás boliviano. Neste sentido, alternativas de importação de gás natural da Argentina estão sendo estudadas.

- O potencial de oferta de gás natural supera a demanda projetada na malha integrada em todo o período analisado. No entanto, poderia haver restrições na atual infraestrutura de gasodutos, impedindo que todo o potencial de oferta que foi projetado se conecte aos pontos de demanda dispersos na malha. Dessa forma, reforça-se a importância de uma malha integrada de gasodutos que viabilize a comercialização dos potenciais de oferta que excedem a demanda.

- A infraestrutura existente na malha integrada apresentará alterações relevantes ao longo do horizonte. As restrições de movimentação ao longo de alguns gasodutos no Nordeste podem limitar o 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 2035, 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, em função dos perfis de oferta que podem ocorrer ao longo do horizonte, apontam a necessidade de ampliação da infraestrutura existente.

- A previsão de investimentos relacionados à expansão da infraestrutura de gás natural é da ordem de R$ 182,80 bilhões, dos quais cerca de R$ 15,80 bilhões em projetos previstos e R$ 167 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, consideram-se aqueles que constam no PNIIGB, além daqueles estudados pela EPE nos Planos Indicativos.

O Gás Natural segue com um papel relevante na garantia de segurança energética no médio e longo prazo, principalmente no cenário atual de aceleração das medidas visando a transição energética. Embora seja um energético de origem não renovável, 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 2025 a 2035.

Inicialmente, apresenta-se a infraestrutura existente, em construção e prevista. Em seguida, são divulgadas 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 visando avaliar o comportamento da malha integrada de gasodutos e eventuais restrições ao escoamento no horizonte deste estudo.

Finalmente, são exibidas 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 dos desdobramentos do Programa Gás para Empregar, como por exemplo, o recém-criado Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB). Essas iniciativas têm como objetivos promover a expansão do mercado de gás natural, estimular o aumento da produção e atrair investimentos para a infraestrutura de gás, aumentando o número de ofertantes, gerando emprego e renda e trazendo segurança energética. Além disso, objetiva-se um aumento da produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos a partir da maior disponibilidade de gás natural (MME, 2023).

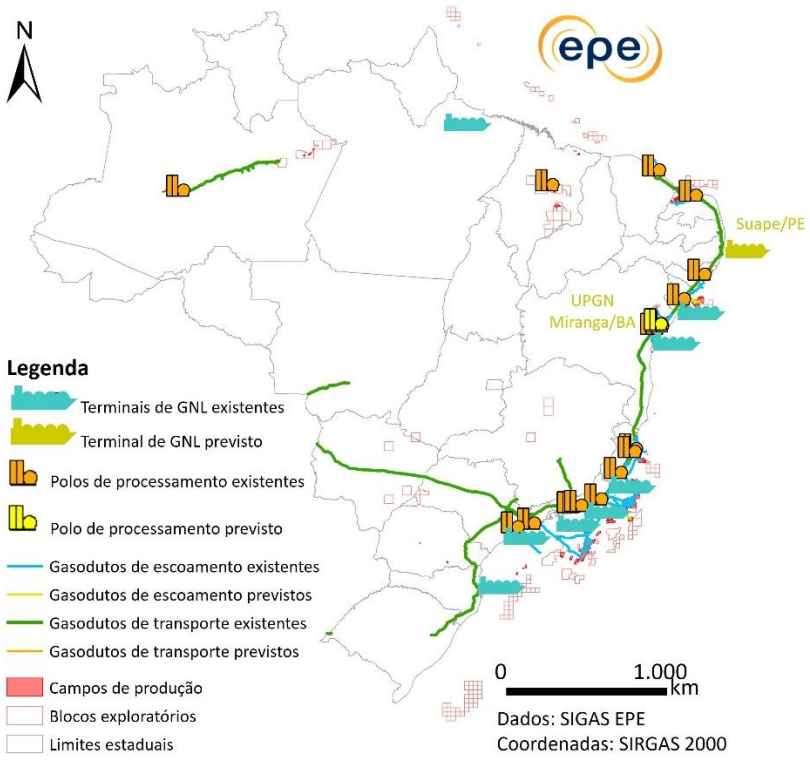
A presente versão do PDE considera a continuidade dos avanços iniciados com a publicação de um novo marco legal para a indústria do gás natural do País, a partir da Lei nº 14.134 (Lei do Gás), de 8 de abril de 2021, e do Decreto nº 10.712 (decreto regulamentador da Lei do Gás), de 2 de junho de 2021, bem como incorpora os recentes avanços trazidos pelo Decreto nº 12.153 de 26 de agosto de 2024, na forma de alteração do Decreto nº 10.712/2021, visando aperfeiçoar a regulamentação da Lei nº 14.134/2021.

7.1.1 Infraestrutura

O desenvolvimento da infraestrutura de gás natural é fundamental para o progresso econômico e a diversificação da matriz energética brasileira, bem como para ampliação das ações relacionadas ao combate às mudanças climáticas, por meio da utilização do gás natural. Para caracterizar o panorama atual da infraestrutura de gás natural no Brasil, o mapa da Figura 7-1 apresenta os principais projetos existentes e previstos[51].

[51] Os projetos considerados existentes estão em operação. Os projetos previstos obtiveram a autorização de construção, mas não estão em operação. Os projetos indicativos foram estudados nos planos indicativos (PIG, PIPE e PITER) elaborados pela EPE ou foram estudados por terceiros, mas não obtiveram a autorização de construção.

Figura 7-1 – Infraestrutura de oferta, escoamento, processamento e transporte de gás natural



Nota: Devido à escala do mapa, algumas instalações próximas entre si podem não estar nítidas.

Fonte: Elaboração EPE.

A infraestrutura de escoamento e transferência de gás natural brasileira é composta por, aproximadamente, 6.330 km de dutos, com uma maior participação de dutos *offshore*. Com relação a projetos neste segmento, destaca-se o projeto Sergipe Águas Profundas – SEAP, o qual a Petrobras iniciou, em novembro de 2024 o processo de contratação para construção de dois navios FPSO[52] (SEAP I e SEAP II)[53], a serem operados pela empresa em parceria com IBV Brasil e ONGC Campos. O projeto contará com uma produção de 8 milhões de m^3/dia de SEAP I e 10 milhões de m^3/dia de SEAP II, totalizando uma capacidade para disponibilizar 18 milhões m^3/dia de gás. Adicionalmente, o projeto 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). A previsão de entrada em operação destes projetos é a partir de 2030, para SEAP II, e 2032, para SEAP I (PETROBRAS, 2025a).

Já o projeto Raia, que está localizado na Bacia de Campos e é operado pela Equinor em parceria com a Repsol Sinopec e a Petrobras, inclui os campos de Raia Manta e Raia Pintada, 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), conectando-se, já especificado, diretamente na malha integrada de gasodutos de transporte. A capacidade de exportação de gás do projeto é de 16 milhões de m^3/dia com entrada em operação prevista para 2028. Estima-se que esse volume poderia atender

[52] *floating production, storage and offloading*

[53] O projeto SEAP I abrange os campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta. O projeto SEAP II abrange os campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste (PETROBRAS, 2024a).

até 15% da demanda de gás nacional (EQUINOR, 2025; ABEGÁS, 2025a). Em julho de 2025, a ANP autorizou o início da construção do gasoduto de escoamento do Projeto Raia (DOU, 2025a).

Destaca-se que ambos os projetos foram analisados pela EPE sob a égide do Artigo 6º-F do Decreto nº 10.712/2021, modificado pelo Decreto nº 12.153/2024. Através deste dispositivo legal, a EPE considerou que ambos os projetos de escoamento apresentam compatibilidade com o planejamento setorial e recomendou suas autorizações pela ANP. Ademais, estes projetos apresentam expressiva relevância para o escoamento de ofertas de gás natural nacional para atendimento de demandas nos próximos anos.

A respeito do compartilhamento de instalações de escoamento e processamento, a partir de janeiro de 2025, a PRIO teve acesso ao Sistema Integrado de Escoamento de gás natural da Bacia de Campos (SIE-BC) e a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB) operados pela Petrobras, a fim de escoar e processar o gás natural dos campos de Frade e Albacora Leste (AGÊNCIA GOV, 2025)[54].

Após o escoamento, o gás natural é processado em 14 polos de processamento de gás natural em operação, totalizando a capacidade nominal de 120,15 milhões de m^3/dia, sendo: 91,20 milhões de m^3/dia na Região Sudeste; 16,75 milhões de m^3/dia na Região Nordeste e 12,2 milhões de m^3/dia na Região Norte (ANP, 2025a; PETROBRAS, 2025b). Destaca-se que a capacidade de processamento assinalada já considera a plena operação da UPGN do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ. Esta unidade iniciou a operação de seu primeiro módulo em novembro de 2024 enquanto o segundo módulo entrou em operação em maio de 2025. Os dois módulos totalizam a capacidade de processamento igual a 21 milhões de m^3/dia (PETROBRAS, 2025b) [55].

No âmbito dos projetos de processamento de gás natural, em novembro de 2024, a PetroReconcavo anunciou que investirá na construção da UPGN Miranga, em Pojuca/BA, a qual está prevista para entrar em operação em 2027. Esta unidade terá capacidade de processamento de 950 mil m^3/dia, com potencial de expansão para até 1,5 milhão m^3/dia (PETRORECONCAVO, 2024). Destaca-se que o projeto da UPGN Miranga também foi analisado pela égide do artigo 6º-F do Decreto nº 10.712/2021, modificado pelo Decreto nº 12.153/2024, tendo sido considerado, pela EPE, como compatível com o planejamento setorial. A partir desta resposta, a EPE recomendou, à ANP, o seguimento do processo de outorga de autorização desta UPGN. Em 2024, foi inaugurada a UTG São Roque, na Bahia, primeira unidade de tratamento de gás da PetroReconcavo, com capacidade de 400 mil m^3/dia e investimento de R$ 23 milhões. A produção é proveniente dos campos de Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho São Pedro. Em junho de 2025, a PetroReconcavo adquiriu metade das UPGNs I e II da Brava Energia no Rio Grande do Norte com capacidade conjunta de 3 milhões m^3/dia (PETRORECONCAVO, 2025).

Em termos da malha de gasodutos de transporte, há 9.529 km em operação[56]. Em setembro de 2024, a TAG foi autorizada a operar o gasoduto que conecta o Terminal de GNL de Sergipe à malha integrada de gasodutos de transporte. O gasoduto que fará a interligação do terminal ao gasoduto existente da TAG, Catu-Pilar, possui diâmetro de 24" e 25,42 km de extensão[57] (DOU, 2024). Posteriormente, a partir de janeiro de 2025, a TAG e a NTS operam juntas um novo ponto de interconexão bidirecional entre o gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV) e o gasoduto Cabiúnas-

[54] A Petrobras também possui contratos para compartilhamento de infraestruturas de escoamento e processamento com outras nove produtoras nas Bacias de Santos, Campos (RJ), nos Polos Catu e Cacimbas (AGÊNCIA GOV, 2025).
[55] A UPGN do Complexo de Energias Boaventura recebe gás natural do pré-sal da Bacia de Santos, transportado por meio do gasoduto Rota 3, que tem capacidade de escoamento de 18 milhões de m^3/dia (PETROBRAS, 2025b).
[56] Foram considerados os seguintes gasodutos de transporte e as respectivas extensões adicionadas: 9.409 km já em operação até o ano 2024 + 11km (GASIG) + interconexão Terminal GNL Sergipe (25km) + interconexão TAG e NTS (TAG: 20m; NTS: 520m, totalizando 540m) + GASFOR II Horizonte-Caucaia (83km).
[57] O traçado passa pelos municípios de Barra dos Coqueiros, Santo Amaro das Brotas, Maruim, Rosário do Catete e General Maynard em Sergipe (DOU, 2024).

Reduc III (GASDUC III), próximo ao Terminal de Cabiúnas – TECAB, em Macaé/RJ[58] (TAG, 2025a). Por fim, é importante salientar que, em janeiro de 2025, a ANP autorizou a NTS a construir a Estação de Compressão (ECOMP) Japeri, localizada no município de Japeri/RJ, que possui capacidade nominal de 25,3 milhões m^3/dia (DOU, 2025b).

Destaca-se que, em 2024, a EPE elaborou o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2024, no qual estudou oito projetos indicativos de gasodutos de transporte (totalizando cerca de 2.300 km de extensão), destacando-se dois projetos abastecidos por biometano e dois por gás argentino. Os investimentos referentes aos projetos estudados totalizam mais de R$ 29 bilhões, sendo que as despesas esperadas dependerão da escolha do traçado a ser construído dentre as opções mapeadas para cada projeto. É estimado também um potencial de geração de mais de 80 mil empregos, com um provável impacto de mais de R$ 16 bilhões no PIB do Brasil (0,15%), com base em todas as alternativas estudadas neste ciclo do plano indicativo (EPE, 2025).

A respeito dos terminais de regaseificação de GNL, há 8 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)[59]; Itaguaí/RJ, Baía de Guanabara/RJ, Porto do Açu/RJ, Baía de Todos os Santos/BA, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA. Os terminais mencionados somam uma capacidade de regaseificação de 127,5 milhões de m^3/dia (MME, 2025a; IGU, 2025).

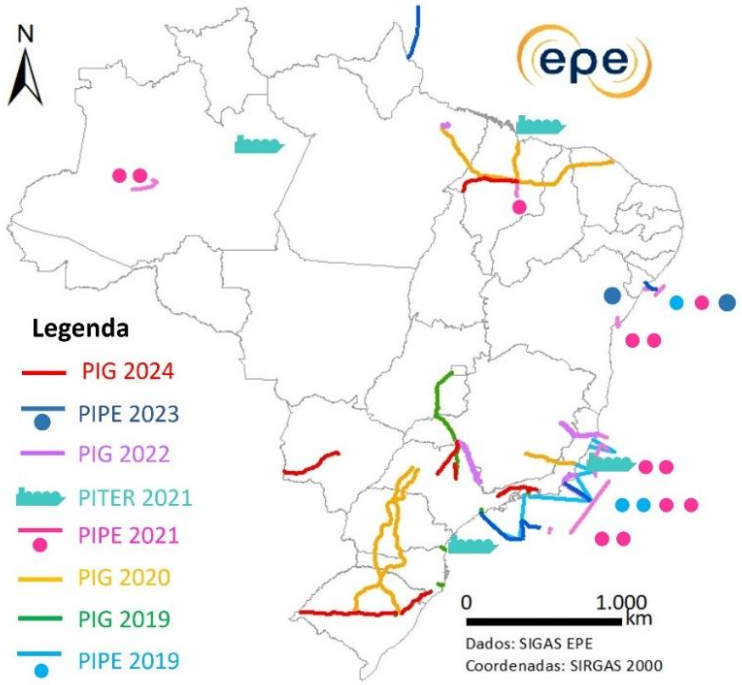
Em maio de 2025, a empresa OnCorp, em parceria com a Shell, formalizou o contrato para o afretamento de FSRU do projeto de Suape/PE e a previsão de entrada em operação é o final de 2026 (ABEGÁS, 2025b), de modo que no PDE 2035, adotou-se sua entrada em operação integral em 2027 [60]. Foi incluído, nesse ciclo de PDE, o terminal de regaseificação de gás natural da KarpowerShip (KPS) que opera quatro termelétricas flutuantes e uma unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU). As embarcações estão fundeadas na Baía de Sepetiba, na cidade de Itaguaí/RJ e possuem capacidade instalada total de 560MW (KPS, 2024). Em relação às plantas de liquefação, destaca-se o projeto da ENEVA em parceria com a empresa chinesa Furui no Complexo Parnaíba/MA, que adicionará 300.000 m^3/dia de gás natural liquefeito à capacidade atual de produção, equivalente à 600.000 m^3/dia de gás natural. Desta forma, a capacidade total de liquefação da Eneva no Maranhão, em 2027, será 900.000 m^3/dia (ENEVA, 2025)

Sobre os estudos de estocagem de gás natural, em março de 2025, a TAG e a Origem anunciaram acordo para o desenvolvimento de projeto no Polo de Alagoas com investimento de US$ 200 milhões. Na fase inicial, a capacidade de armazenamento será de 106 milhões de m^3/ano, podendo chegar a 500 milhões de m^3/ano (TAG, 2024). No âmbito dos projetos de captura e armazenamento de carbono (CCS - *Carbon Capture and Storage*), em março de 2025, a Petrobras e a Braskem assinaram um memorando de entendimento para avaliar oportunidades na Bahia (PETROBRAS, 2025d).

Com o objetivo de apresentar alternativas de projetos de gasodutos de escoamento e unidades de processamento (PIPE), de gasodutos de transporte (PIG) e de terminais de regaseificação de GNL (PITER), a EPE elabora estudos regulares com estimativas preliminares de custos. A Figura 7-2 apresenta os projetos indicativos de gasodutos de transporte, gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL estudados nas edições de planos indicativos.

[58] A interligação é formada uma tubulação de 24 polegadas e instalações auxiliares. O investimento foi de R$ 46 milhões, sendo R$ 33 milhões da NTS e R$ 13 milhões da TAG (TAG, 2025a).
[59] Em 06/08/25, a Comissão Nacional de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis (Conportos) homologou o Plano de Segurança Portuária (PSP) do terminal de regaseificação de GNL TRSP (DOU, 2025c)
[60] Devido à data limite para coleta de informações para o PDE 2035, considerou-se que o terminal de GNL de Suape entrará em operação inicial em final de 2026 e entrada integral em 2027, estando aderente às estimativas publicada no Novo PAC, programa de investimentos coordenado pelo governo federal no qual o terminal se encontra cadastrado.

Figura 7-2 – Projetos estudados nos planos indicativos (PIPE, PIG e PITER)



Notas: 1 Devido à escala do mapa, alguns gasodutos de escoamento estudados nas edições do PIPE, por terem extensões reduzidas foram representados como pontos ao invés de linhas para facilitar a sua visualização. Algumas alternativas de gasodutos estudadas competiriam entre si e poderiam ser excludentes.

Fonte: Elaboração EPE.

A fim de promover o melhor aproveitamento do gás natural nacional, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023, instituiu o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar. Um dos resultados das discussões, foi a publicação do Decreto nº 12.153/2024 sobre o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), a ser elaborado pela EPE e tem como meta promover o desenvolvimento da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano. O Box 7.1 apresenta mais detalhes do desenvolvimento do PNIIGB por parte da EPE.

Box 7.1 O Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB)

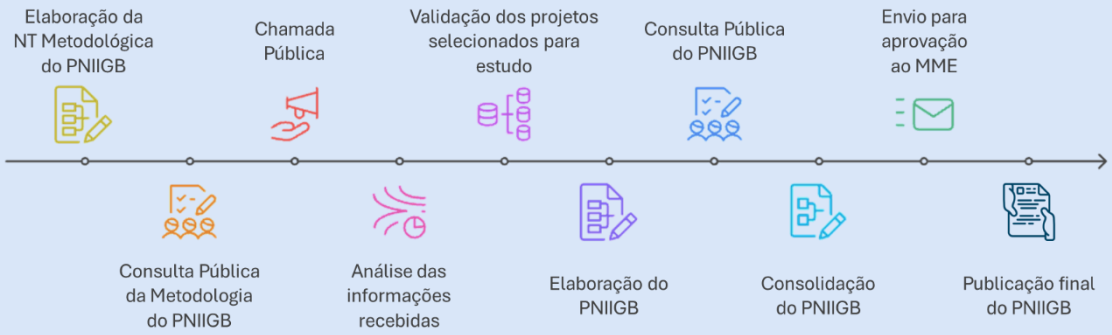
O PNIIGB está sendo elaborado pela EPE e deverá indicar as melhores alternativas de expansão das infraestruturas existentes e de novas infraestruturas dos setores de gás natural e de biometano. Ele abrangerá as instalações de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, assim como a distribuição por gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL) e as instalações para produção do biometano e posterior transporte. O PNIIGB é um produto multidisciplinar que envolve diversas superintendências da EPE e, em sua construção, serão utilizados planos e estudos elaborados pela empresa, em conjunto com contribuições de diferentes agentes, para auxiliar na definição das melhores alternativas a serem apresentadas.

A EPE possui um portfólio de planos e estudos destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, os quais subsidiarão a elaboração do PNIIGB. Entre os principais planos da EPE que abarcam o setor de gás natural estão o Plano Nacional de Energia (PNE), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento

Box 7.1 O Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB)

de Gás Natural (PIPE), o Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER) e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). A Figura 7-3 apresenta os principais marcos de elaboração do PNIIGB.

Figura 7-3 – Fluxograma com as etapas de desenvolvimento do PNIIGB



Fonte: Elaboração própria.

A nota técnica metodológica que estabelece os requisitos e os procedimentos para o desenvolvimento do plano passou, em maio de 2025, por uma consulta pública. Em seguida, a EPE analisou as contribuições para a revisão do documento. Logo após, foi realizado o processo de chamada pública eletrônica. As informações recebidas foram analisadas e contribuíram para a escolha das alternativas de projetos, os quais passarão por análises de EVTEA preliminares compatíveis com o nível de detalhe das informações recebidas dos agentes interessados. Após a elaboração, o PNIIGB passará por processo de consulta pública para que a sociedade possa contribuir para o seu desenvolvimento e aprimoramento. A versão consolidada, a partir das contribuições obtidas na consulta pública, será submetida ao MME para validação. A versão final do documento será publicada, assim como as informações que sejam de interesse público que tenham sido utilizadas para sua definição.

7.2 Preços

O cenário mundial tem apresentado uma sucessão de choques adversos nos últimos anos, principalmente relacionados ao período de recuperação da demanda pós-Covid-19 e aos conflitos geopolíticos entre Rússia-Ucrânia e Israel-Irã. A intensificação desses conflitos reforça o papel do gás natural para a segurança do fornecimento global de energia, o que contribui para a manutenção da volatilidade dos preços nos principais mercados internacionais. Além disso, recentemente houve o aumento das tensões comerciais e tarifárias entre importantes *players* do mercado internacional de gás natural – como Estados Unidos e China – que também têm sido afetados pelas variações dos indicadores econômicos globais e pelo ritmo das negociações comerciais bilaterais.

No primeiro semestre de 2025, houve uma desaceleração da demanda mundial por gás natural em relação a 2024. O crescimento foi concentrado principalmente na Europa e na América do Norte, com o clima adverso levando a um maior uso de gás. Em contraste, a demanda foi contida na Ásia. A incerteza macroeconômica, juntamente com fundamentos de oferta restritos e preços

relativamente altos, pesaram sobre o consumo de gás natural, particularmente em mercados sensíveis a preços, como a China e a Índia.

O aumento da oferta global de GNL em relação à 2024 com a entrada em operação de novos terminais de liquefação foi parcialmente compensado principalmente pela redução na entrega de gás canalizado russo para a União Europeia, após a interrupção do fluxo de gás via Ucrânia no início de 2025. Ao final da temporada de aquecimento de 2024/25, o nível de armazenamento subterrâneo de gás natural na União Europeia ficou abaixo do ano anterior e da média do período 2020-24 (GIE, 2025), o que levou à maior necessidade de injeções de armazenamento de gás, impulsionando as importações de GNL da Europa com um recorde histórico no primeiro semestre de 2025 (IEA, 2025).

Os prinpais mercados importadores mundiais de gás natural sustentaram preços mais elevados no 1º semestre de 2025, em torno de US$ 13/MMBtu, com médias de 40% e 28% acima dos níveis do 1º semestre de 2024, na Europa e na Ásia, respectivamente. Nos Estados Unidos, o Henry Hub registrou média de US$ 3,66/MMBtu no mesmo período, 74% acima do 1º semestre de 2024 (S&P Global, 2025; ICE, 2025; JOGMEC, 2025; EIA, 2025a).

No contexto doméstico, o recente Decreto nº 12.153/2024, fruto do Programa Gás para Empregar, trouxe diversas alterações ao Decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a Lei do Gás, dentre as quais atribuiu à ANP competências relativas à proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, como: autorizar novas instalações com vistas ao uso eficiente e compartilhado das infraestruturas; estabelecer remuneração justa e adequada para os titulares das infraestruturas referente ao acesso de terceiros; promover a transparência das informações de acesso, operacionais e econômicas; promover ações para assegurar a transparência na formação de preços e identificar os custos do gás natural. Estas medidas podem acelerar o processo de abertura de mercado, elevando a competitividade do gás natural, através da promoção de um ambiente concorrencial.

Observa-se uma desconcentração da comercialização do gás natural nos últimos anos, com redução da participação do agente incumbente, a Petrobras. Este movimento, iniciado nos estados do Nordeste atendidos pela malha de transporte da TAG, pode ser percebido mais recentemente também na região Sudeste, principalmente na área de influência da NTS.

Há um número crescente de agentes no mercado de gás, sejam eles comercializadores (produtores ou não) ou consumidores livres. O mercado livre vivencia um período de expansão, ainda que persistam desafios relativos à harmonização regulatória. Apesar disso, o mercado cativo – atendido pelas Concessionárias dos Serviços Locais de Gás Canalizado (CSLGC) por meio de comercialização e movimentação de gás natural – permanece mais relevante.

Esta nova configuração tem proporcionado uma maior diversidade de produtos e modalidades de contratação, tanto no serviço de transporte como na comercialização da molécula. No transporte, além dos contratos anuais, existem os serviços de curto prazo (trimestral, mensal ou diário), com multiplicadores para a tarifa. Na molécula, houve o surgimento dos contratos de gás de curto prazo para fornecimento imediato ou quase imediato, denominados *spot*, que conferem maior liquidez ao mercado. Embora um número relevante de transações se dê através dos contratos *spot*, inclusive com preços descontados em relação aos contratos firmes de longo prazo, em termos de volumes anuais são menos significativas.

Os contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os comercializadores e as CSLGCs para atendimento a mercados cativos no Brasil estão disponíveis publicamente, conforme divulgação feita pela ANP. Nos contratos vigentes[61], quase a totalidade das fórmulas de preços da molécula de gás natural apresenta indexação ao petróleo *Brent* e/ou ao gás *Henry Hub*[62], tendo

[61] Baseado no levantamento dos contratos publicados pela ANP, realizado pela EPE em junho de 2025.
[62] Alguns contratos apresentam fórmulas de preços fixos ou corrigidos parcialmente pela variação do óleo combustível.

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, a metodologia de projeções de preços vigentes nos estudos da EPE visa sinais de preço para o gás movimentado na malha integrada (EPE, 2024a). São utilizadas informações públicas de preços, volumes comercializados e nível de concorrência no Brasil, representado pelo *market share*[63] 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 2035.

Os **Preços de Gás Natural no *Citygate*** (PGC) consideram os preços de molécula praticados pelos agentes comercializadores com as CSLGCs e suas respectivas participações no mercado brasileiro de gás natural, além de uma tarifa de transporte média equivalente postal. No ano base, são considerados os contratos vigentes em junho de 2025 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 as projeções de curto e longo prazo da EIA – *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2025b; IEA, 2025c).

As projeções para o PGC estão na Figura 7-4, na qual também é apresentada a Faixa de Mercado e o Preço de Equivalência Energética:

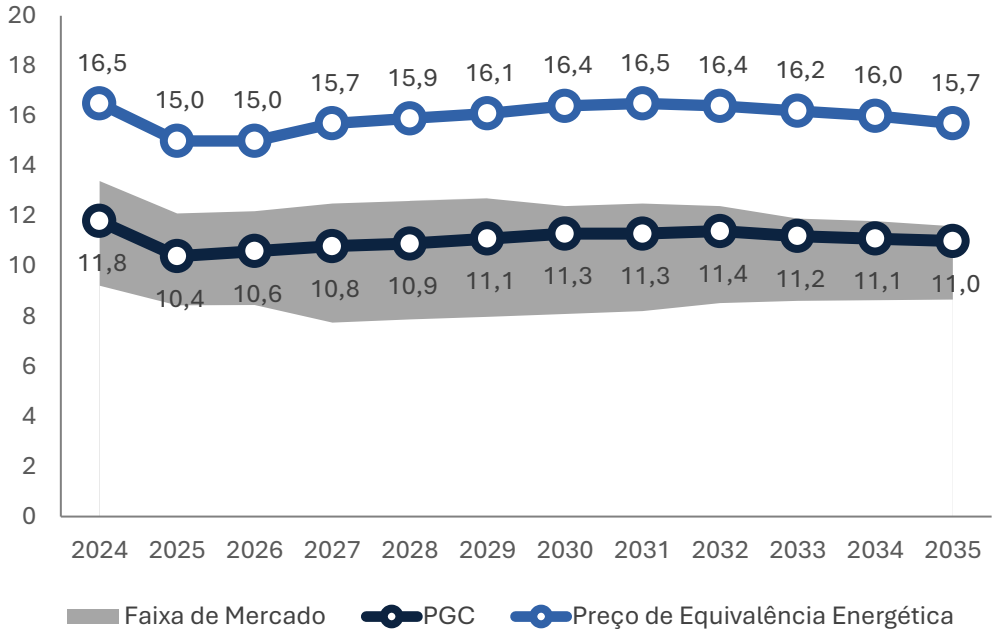
- A **Faixa de Mercado** corresponde a uma área cujos limites superior e inferior representam a evolução dos maiores e menores preços de gás nos contratos até 2035, acrescidos de uma tarifa de transporte média equivalente postal para fins de comparação com o PGC;

- O **Preço de Equivalência Energética** refere-se ao preço do barril de petróleo *Brent* (US$/b) dividido pelo seu conteúdo energético (MMBtu/b), acrescido de uma tarifa de transporte média equivalente postal para fins de comparação com o PGC.

Destaca-se que as três projeções descritas anteriormente não incluem a parcela da distribuição e nem os tributos, os quais comporiam o preço aos consumidores finais.

[63] Participação dos agentes na comercialização de gás natural.

Figura 7-4 – Preços de gás natural no citygate (US$/MMBtu)



Notas: As projeções dos preços foram referenciadas na data base de junho de 2025.

Fonte: Elaboração EPE.

Essas projeções de preços podem ser consideradas 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).

As trajetórias de referência para o petróleo *Brent* e o gás *Henry Hub* indicam uma perspectiva de convergência para os preços de gás dos contratos de longo prazo na malha integrada. Além disso, o aumento da competição na comercialização tende a estreitar a Faixa de Mercado. Ao final do horizonte decenal, é estimado o valor do PGC em US$ 11,0 /MMBtu.

A adoção de uma tarifa média equivalente postal para representar o transporte na malha integrada corresponde a uma premissa simplificada mediante o ambiente de gradativas transformações regulatórias deste segmento.

Os avanços no processo de abertura do mercado brasileiro de gás natural, bem como eventuais modificações tributárias sobre produtos e serviços da indústria de petróleo e gás no Brasil, são aspectos que poderão promover mudanças nas formas de contratação de gás natural. A importação de gás natural por meio de gasodutos, desde que a preços competitivos e em base firme, também poderá impactar a trajetória dos preços.

Esses aspectos poderão influenciar as formas de indexação dos preços do gás natural, por meio do aumento da competição e da diversificação da oferta. A volatilidade dos preços internacionais de petróleo e gás natural, bem como as questões estruturais relacionadas ao desenvolvimento da demanda e ao papel do biometano e do GNL na oferta no Brasil, também estão presentes na evolução desse novo ambiente de comercialização.

Embora se apresentem desafios no curto e no médio prazo, as medidas propostas pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), que culminaram no Decreto nº 12.153/2024, podem produzir resultados que influenciarão os preços de gás natural nos próximos anos. A implementação das disposições contidas nesse Decreto e das políticas públicas setoriais podem tornar os custos das infraestruturas mais eficientes, reduzir a assimetria de informação entre os agentes, incentivar investimentos e aumentar o número de agentes, a concorrência e a liquidez, resultando em preços de gás natural mais competitivos ainda no horizonte deste PDE.

7.3 Demanda

Para analisar a demanda de gás natural no País, adota-se a divisão em quatro principais categorias de consumo:

- 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 Não Termelétrica é composta pela demanda de gás natural para os setores Industrial, Residencial, Comercial e de Transporte, as quais foram elaboradas utilizando os dados fornecidos pelas CSLGCs por meio do sistema INFOGÁS (EPE, 2024b). As informações enviadas pelo mercado foram avaliadas conjuntamente com as projeções de variação de PIB e de variação de valor agregado de cada setor consumidor.

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 CSLGCs foram integrados às estimativas de demanda já elaboradas pela EPE, abrangendo GNV e GNL de uso rodoviário, para veículos leves, transporte de cargas e transporte coletivo de passageiros. Já o setor residencial considera o consumo de gás natural nos domicílios urbanos e rurais enquanto o setor comercial engloba serviços, comércio varejo e comércio atacado, dentre outros.

Nesta edição do PDE, pode-se destacar que a construção do PE Itagibá/BA, com início de operação projetado para 2026, pode alterar o perfil de demandas no estado da Bahia. Este ponto de entrega pode se tornar responsável pelo direcionamento de volumes para atendimento de nova demanda industrial, especialmente no segmento de Mineração, no sudoeste baiano. Assim, esta nova infraestrutura possibilita a mudança de fonte energética de óleo combustível para gás natural nesta região (Bahiagás, 2025).

Além disso, foi considerada a demanda Industrial em um estado que anteriormente não estava incluído em edições anteriores do estudo, o Pará. Deste modo, considerou-se apenas a Demanda Não Termelétrica relacionada à substituição de óleo combustível para consumo industrial no

setor de Metalurgia - Não ferrosos e outros (HYDRO, 2024) visto que esta CSLGC[64] não atende demandas dos demais setores não termelétricos. Esta demanda está localizada em um sistema isolado, associado ao Terminal de Regaseificação de Barcarena/PA, que também atende a demanda termelétrica.

A demanda de gás natural para o setor de *downstream* foi projetada levando em consideração as seguintes premissas:

- Incorporação 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;

- Consumo das unidades: a projeção considera a capacidade máxima instalada das unidades de fertilizantes nitrogenados, enquanto para as refinarias é utilizado um modelo de refino, que considera o histórico de operação das unidades, bem como a demanda de combustíveis líquidos, de modo a determinar o volume de gás necessário para estas atividades de refino.

Para a parcela *downstream*, foi considerada, para este ciclo do PDE, a retomada de operação da ANSA-PR (PETROBRAS, 2025d)[65] em 2025 e o início de operação da FAFEN Três Lagoas/MS em 2028. A UFN Uberaba/MG foi incluída com seu consumo máximo a partir de 2031, considerando um prazo de 5 anos para implantação do gasoduto e da nova unidade, com consumo de 1,3 milhão m^3/dia.

Além disso, foram consideradas as ampliações e modernizações do parque de refino no Brasil, que acarretam consumo incremental de gás natural tanto para fins energéticos quanto como matéria-prima[66]. Ao mesmo tempo, o consumo das refinarias no ano base foi revisado a partir de dados atualizados dos operadores, sendo mais baixo do que o do PDE 2034.

Por fim, 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, 2025b).

7.3.2 Demanda termelétrica

A demanda de gás natural para usinas termelétricas (a gás natural ou bicombustíveis) 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 contabilização, 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 média[67]) para fins de comparação.

[64] Em 2023, a Concessionária se manteve pré-operacional e as operações comerciais tiveram início em 1º de janeiro de 2024, a partir do início da prestação do serviço de movimentação do gás natural para a empresa Alunorte - Alumina do Norte do Brasil S.A. Em 2025, está previsto o início da prestação do serviço de movimentação do gás natural para o segmento termelétrico, como também, os serviços de distribuição de gás natural para o segmento industrial; ambos projetos localizados no município de Barcarena, conforme contrato de movimentação e contrato de compra e venda de gás natural já assinados pela Gás do Pará (GÁS DO PARÁ, 2024).

[65] 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.

[66] As expansões no consumo de gás natural em refino são relacionadas às seguintes unidades: REDUC, REPAR, REGAP, REVAP, REPLAN, RNEST. Além disso, considera-se o consumo de gás no Complexo de Energias Boaventura, a partir de 2028. Para maior detalhamento sobre projeções para o parque de refino, consultar Capítulo 6 – Abastecimento de Derivados de Petróleo.

[67] Representa o volume de gás natural que se altera em função das necessidades de despacho ao longo dos anos, entre situações demanda “mínima” (despacho de UTEs igual à inflexibilidade contratual) e de demanda máxima (com despacho total das UTEs conforme suas capacidades de geração).

No horizonte do estudo, está prevista a entrada em operação, em 2026, das UTEs Portocém e Trombudo, vencedoras de leilões de energia (MME, 2024a). Destaca-se uma retomada da demanda termelétrica máxima a partir de 2026, reflexo da reintegração de alguns empreendimentos que voltam a apresentar previsão de consumo nos anos seguintes após sua saída em 2024. Entre essas usinas estão Seropédica, TermoPernambuco, TermoRio, Canoas e William Arjona, que passam a compor novamente o cenário de demanda a partir de 2026 e 2027. Apesar da previsão de saída das UTEs Maranhão IV e Maranhão V em 2028, e Vale do Açu em 2029 que não retornam à operação no horizonte deste PDE, a redução de consumo resultante é compensada pelo retorno de operação das usinas mencionadas anteriormente.

Cabe ressaltar que a demanda termelétrica do PDE também inclui volumes indicativos, os quais não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que se trata de demandas que ainda não foram objeto de leilões de energia elétrica. Esses volumes indicativos permanecem majoritariamente associados aos dispositivos da Lei nº 14.182/2021. No entanto, a Medida Provisória nº 1.304/2025 (posteriormente convertida na Lei nº 15.269/2025), introduziu alterações relevantes nessa legislação, revogando a obrigatoriedade de contratação de usinas termelétricas de inflexibilidade mínima de 70%. Essa mudança poderá impactar os volumes indicativos nos próximos ciclos do PDE, à medida que o planejamento setorial se ajustar às novas diretrizes. Neste sentido, pode haver redução das projeções de demanda termelétrica média em função de inclusão de termelétricas indicativas com menor grau de inflexibilidade.

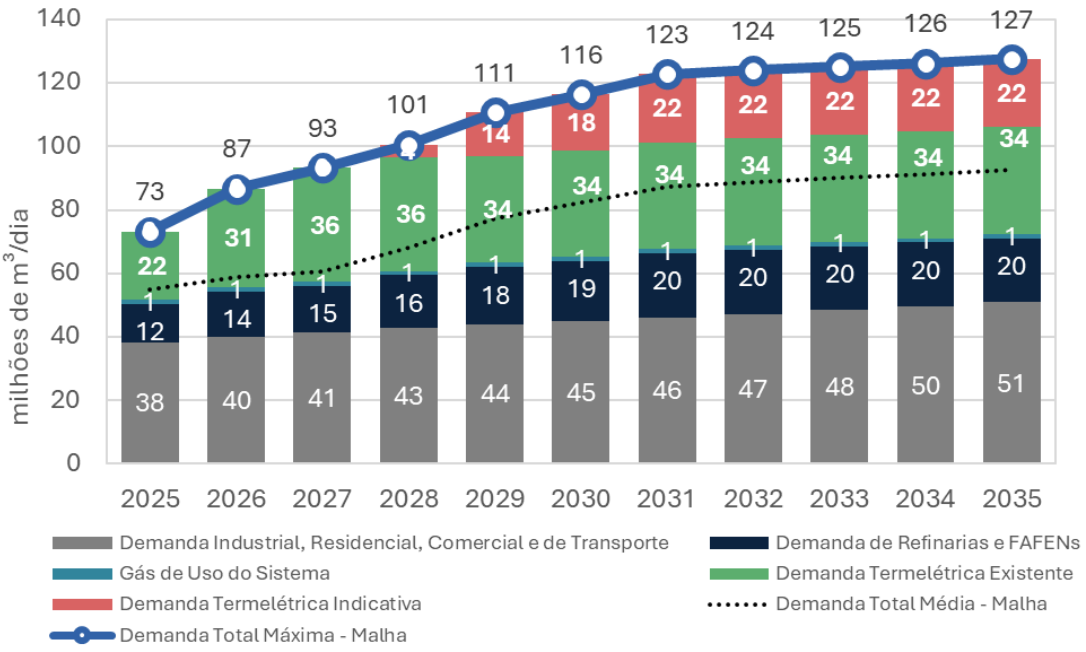
Por fim, as demais demandas termelétricas indicativas (não relacionadas à Lei nº 14.182/2021) foram consideradas como não interligadas à malha integrada de gás natural para fins de premissa deste PDE.

7.3.3 Projeções de demanda

A projeção da demanda de gás natural foi obtida a partir da soma das projeções de Demanda Não Termelétrica e Termelétrica. A Demanda Não Termelétrica abrange os setores Industrial, Residencial, Comercial, Transporte, *Downstream* e GUS; enquanto a Demanda Termelétrica Máxima é composta por usinas existentes e indicativas operando em suas capacidades máximas. O somatório destas parcelas forma a Demanda Total Máxima. Por sua vez, a Demanda Total Média considera a mesma parcela de Demanda Não Termelétrica, acrescida da Demanda Termelétrica Média, que representa o consumo esperado das usinas termelétricas, também dividida entre usinas existentes e indicativas.

Destaca-se que a Demanda Termelétrica existente inclui, além das usinas termelétricas já em operação, 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 à demanda atendida pelas CSLGCs (industrial, residencial, comercial e transportes), um crescimento de 2,9% a.a. é observado ao longo do horizonte do estudo. Como destaque, os principais estados consumidores nesse segmento são: São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. O setor industrial tem predominância na demanda atendida por CSLGCs, 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 do setor *downstream* apresenta um crescimento de aproximadamente 21% em 2026, impulsionada pela previsão de retorno de operação das unidades FAFENs Bahia e Sergipe. Além disso, em 2028, há um novo incremento, associado ao início do consumo da FAFEN-MS, seguido de um incremento em 2031 associado ao início da operação da UFN Uberaba/MG. 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. Observa-se que, apesar das expansões avaliadas para o parque de refino nesta edição do PDE, houve uma revisão no consumo do ano-base, quando comparado à projeção do PDE 2034, o que resultou em uma redução dos valores de demanda *downstream* para todo o horizonte do PDE 2035.

Em relação ao GUS, embora tenha sido adotado um volume constante de aproximadamente 2,1 milhões de m^3/dia ao longo da projeção, a entrada em operação da estação de compressão Japeri, que já possui autorização de construção pela ANP e será localizada na malha NTS, pode elevar o consumo dos gasodutos de transporte.

A demanda termelétrica na malha integrada, projetada a partir de UTEs existentes e previstas, apresenta um aumento expressivo em 2026. Isto ocorre devido à recontratação de usinas existentes através do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2021 (MME, 2024a). A demanda termelétrica máxima na malha integrada apresenta uma taxa média de crescimento de 9,8% a.a

no período. Quando se considera todo o Brasil, incluindo também as regiões não conectadas à malha integrada, esse percentual cai para 8,0% a.a.

A Demanda Total Máxima na malha integrada tem aumento de 5,7% a.a. ao longo do horizonte estudado enquanto a Demanda Total Média cresce a uma taxa de 5,3% a.a. Observa-se que a Demanda Total Média equivale a, aproximadamente, 70% da Demanda Total Máxima ao longo do período decenal. Esta diferença decorre da previsão de despacho médio e inflexibilidade das usinas.

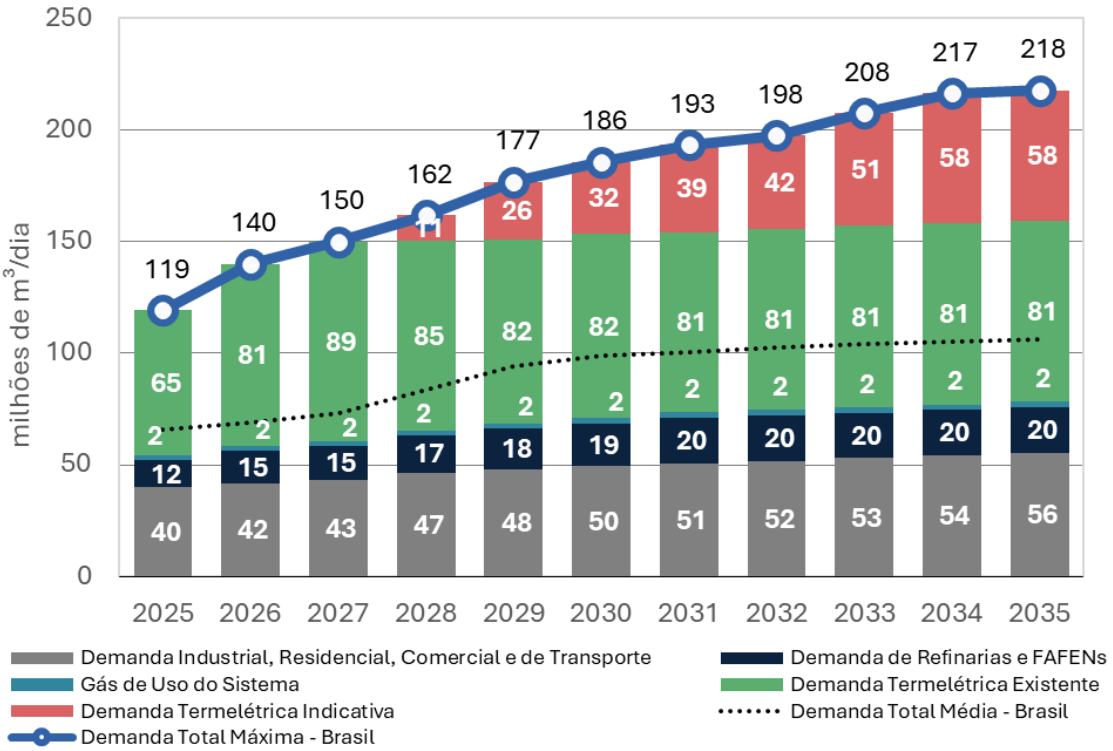
Com relação à Demanda Total para o Brasil (Figura 7-6), a Demanda Total Média representa cerca de 51% da Demanda Total Máxima ao longo do período projetado, percentual inferior ao observado na malha integrada. Esta divergência é justificada por diferenças na parcela da demanda termelétrica média em ambos 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 que elas não seriam interligadas a malha integrada, compondo apenas o somatório Brasil. Visto que estas usinas termelétricas apresentam menor despacho esperado em função de sua menor inflexibilidade, isto resulta em redução da Demanda Termelétrica Média no somatório Brasil, com consequente redução do percentual Demanda Total Média Brasil em relação à Demanda Total Máxima Brasil.

Ressalta-se que este cenário pode apresentar alterações caso novas demandas ou sistemas isolados se conectem à malha integrada por meio de gasodutos (inclusive gasodutos virtuais), 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.

Além disso, é importante destacar que a demanda total projetada, apresentada na Figura 7-6, poderá ser ampliada ao incorporar efeitos adicionais do Programa Gás para Empregar e seus desdobramentos. Apesar de o programa já ter registrado avanços, como a publicação do Decreto nº 12.153/2024 e a instituição do Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), seus impactos futuros ainda não podem ser plenamente dimensionados, e por este motivo não estão incorporados a esta projeção. A partir da evolução na implementação do PNIIGB e demais políticas relacionadas ao GT-GE, espera-se que haja uma melhora nas condições de oferta e competitividade do gás natural, o que pode impulsionar a demanda, sobretudo dos setores produtivos. Assim, futuras atualizações das projeções podem considerar esses desdobramentos adicionais. Destaca-se que a presente edição do PDE apresenta, na seção 7.5, o Box 7.2 que analisa os potenciais de incremento de oferta e demanda decorrentes das ações do GT-GE.

Figura 7-6 - Demanda total de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração EPE.

7.4 Oferta

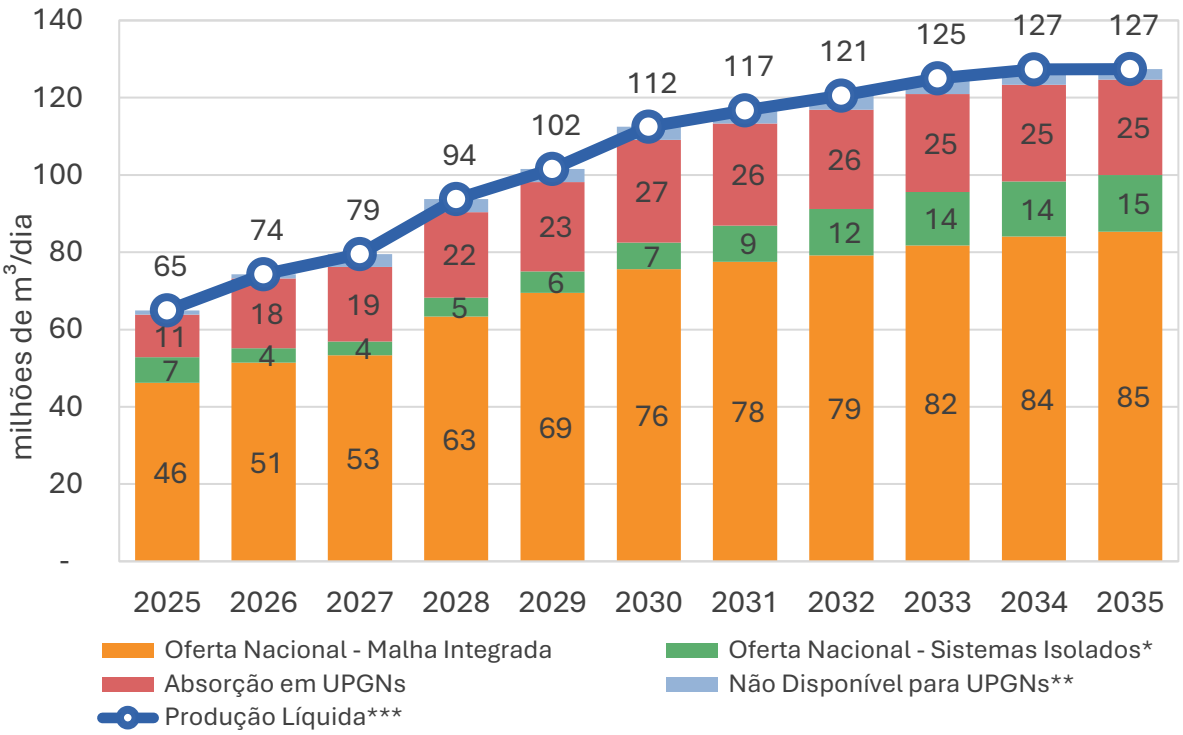
Para avaliar a oferta de gás natural no País, esta parcela é repartida em três principais fontes:

- 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 7-7 apresenta as parcelas que compõem a oferta potencial nacional, com base nas previsões de produção líquida.

Figura 7-7 – Produção líquida e oferta potencial nacionais de gás natural



Notas: * Correspondem ao gás natural produzido nacionalmente em sistemas não conectados à malha integrada, com destaque para Amazonas e Maranhão; ** Transferências operacionais entre unidades de E&P e geração termelétrica na boca do poço; *** Volume de produção resultante da Produção Bruta após descontadas as parcelas de consumo em E&P, queima, perdas e injeção.

Fonte: Elaboração EPE.

Com relação à produção líquida projetada, obteve-se um volume de cerca de 65 milhões de m^3/dia em 2025, atingindo o volume de 127 milhões de m^3/dia em 2035. Verifica-se que a oferta potencial[68] projetada da malha integrada passa de cerca de 46 milhões de m^3/dia em 2025 para aproximadamente 85 milhões de m^3/dia em 2035 (aumento de 85%). Destaca-se um crescimento mais acentuado da oferta de gás natural entre 2027 e 2030, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção no pré-sal nas Bacias de Campos e Santos, além do pós-sal da Bacia do SEAL. Já os sistemas isolados como Maranhão e Amazonas (Urucu e Azulão) avançam do patamar médio de 5 milhões de m^3/dia durante os primeiros quatro anos, passando a subir de forma consistente a partir de 2029 atingindo 15 milhões de m^3/dia em 2035.

Vale citar que a produção bruta de gás natural prevista para o período conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal, conforme mostrado no capítulo 5. Verifica-se, no capítulo 5, que a curva da produção líquida não acompanha exatamente com a mesma intensidade a curva de produção bruta devido aos maiores volumes utilizados para consumo e injeção durante as atividades de E&P nos primeiros anos do período projetado. A comparação entre as curvas de produção bruta e produção líquida mostra uma redução da diferença a partir de 2027 até o final do período. Neste intervalo, a razão produção líquida/produção bruta sai de 35% chegando a 42%, o que indica uma redução das parcelas de indisponibilização de gás, com destaque para a reinjeção.

[68] 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.

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 e/ou injetados no reservatório.

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 2030, com capacidade de 18 milhões de m^3/dia (PETROBRAS, 2025a).

Já no caso do gás natural do pré-sal da Bacia de Campos, estima-se uma capacidade de escoamento de 16 milhões de m^3/dia a partir das áreas de Raia Manta e Raia Pintada, 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 (EQUINOR, 2025).

Em relação ao gás natural da Bacia de Santos, a Rota 3 entrou em operação no quarto trimestre de 2024 com capacidade de escoamento de 21 milhões de m^3/dia de gás do pré-sal desta região (MME, 2025c). Após o processamento deste gás pelo Complexo de Energias Boaventura/RJ, prevê-se disponibilização de, aproximadamente, 18 milhões de m^3/dia de gás seco na malha integrada da NTS através do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ (GASIG) (NTS, 2024).

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. 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 (ENEVA, 2025).

7.4.2 Oferta importada

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL. Estas fontes de importação se distinguem em relação às suas capacidades de fornecimento à malha integrada.

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 através deste modo de movimentação se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se, neste ciclo, um volume máximo de importação de 13 milhões de m^3/dia nos dois anos iniciais, seguidos por um período de dois anos com oferta de 10 milhões de m^3/dia e depois 5 milhões de m^3/dia até o final do horizonte do estudo. Esta premissa manteve-se similar àquela adotada no PDE 2034 em virtude das incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia[69] e da assinatura do aditivo contratual em 15/12/2023 entre a Petrobras e a estatal boliviana YPFB (PETROBRAS, 2024b).

Até o presente momento, o aditivo contratual assinado prevê a manutenção do volume máximo de importação de 20 milhões de m^3/dia. No entanto, essas incertezas e a maior flexibilização[70] dos compromissos de entrega e recebimento de gás natural resultaram na redução da

[69] 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.
[70] 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 m^3/dia do Aditivo Contratual (PETROBRAS, 2024b, AGÊNCIA EIXOS, 2023).

expectativa de importação de gás boliviano considerada nesta edição do PDE em relação ao PDE 2034.

Com as incertezas acerca do abastecimento de gás boliviano, têm sido estudadas alternativas de importação de gás natural da Argentina a partir do *shale gas* produzido na formação de Vaca Muerta. Em 2025, foram realizadas importações de pequenos volumes de gás argentino, em contratos *spot*, via Bolívia, chegando ao Brasil através do GASBOL. O objetivo da transação era atestar a viabilidade técnica da rota e o acordo tripartite entre a Matrix Energia brasileira, a Total Energies argentina e a YPFB boliviana. Há tratativas de cooperação energética entre o Brasil e a Argentina no âmbito do Grupo de Trabalho Bilateral (GTB), que, além de representantes dos dois países, conta com a participação de Bolívia, Paraguai, Uruguai e Chile. Dessa forma, há expectativa que haja aumento da oferta de gás natural argentino para o Brasil nos próximos anos (MME, 2024b; MME, 2025d).

No PDE 2035, foi considerado um total de 9 (nove) terminais de regaseificação em operação no Brasil, incluindo, neste ciclo, o terminal de Itaguaí/RJ e 1 (um) com entrada em operação prevista para 2027. Os terminais considerados são: Bahia de Todos os Santos/BA, Baía da Guanabara/RJ, Sergipe/SE, Barcarena/PA, Porto do Açu/RJ, TRSP/SP, TGS/SC, Itaguaí/RJ e Porto de Suape/PE (a partir de 2026). Dentre os terminais considerados, apenas o de Barcarena/PA, TRSP/SP e o de Itaguaí/RJ não estão conectados à malha integrada, enquanto foi considerado que o Terminal de Suape/PE também não estaria conectado à malha, após sua entrada em operação.

Com relação à malha integrada, os terminais de Baia de Guanabara/RJ, Baia de Todos os Santos/BA, Porto de Sergipe/SE e TGS/SC apresentam-se conectados, ofertando sua capacidade ao sistema. Quanto ao terminal da Baía de Guanabara/RJ (TR-BGUA), de propriedade da Petrobras, considerou-se uma 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, fato corroborado pelas autorizações conferidas pela ANP (ANP, 2021a; ANP, 2021b) para aumento temporário da sua capacidade até este limite superior. O terminal de GNL da Baia de Todos os Santos/BA, também da Petrobras, tem capacidade máxima de 20 milhões de m^3/dia, conforme autorização da ANP (ANP, 2023).

O terminal de GNL de Porto de Sergipe/SE, apresenta capacidade autorizada pela ANP de 21 milhões de m^3/dia (ANP, 2024a) dos quais aproximadamente 14 milhões de m^3/dia podem ser fornecidos à malha integrada devido à conexão deste terminal à malha da TAG, no Nordeste, enquanto os demais 7 milhões de m^3/dia permanecem isolados.

Por fim, é relevante destacar o terminal de GNL TGS/SC, com capacidade de 15 milhões de m^3/dia, autorizado pela ANP em 2021, já em operação desde 2024 (ANP, 2024b) e conectado ao GASBOL, por meio de um gasoduto de 33 quilômetros e 20 polegadas, de mesma capacidade (NFE, 2024). Em vista da redução da oferta boliviana, movimentada em direção à região Sul do país através do GASBOL, a conexão deste terminal à malha integrada no município de Garuva/SC apresenta-se como uma alternativa de fornecimento de gás natural para a região.

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) se destina 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 aos 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 m^3/dia e o TRSP/SP, que iniciou sua operação em abril de 2024, possuindo uma capacidade de 14 milhões de m^3/dia (COMMIT, 2025). 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.

O terminal de GNL do Porto do Açu/RJ, em operação desde 2021, tem capacidade máxima de 21 milhões de m^3/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 m^3/dia, cuja construção ainda está em análise.

O PDE 2035 considera, também como não conectado à malha integrada de gasodutos de transporte o terminal de Itaguaí na Baia de Sepetiba que atualmente opera, de forma exclusiva, para atendimento às térmicas da KPS e não tem previsão de conexão à malha integrada no horizonte do PDE 2035.

Por fim, 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 m^3/dia. Estima-se que este terminal iniciará em 2026 sua operação[71] (DIÁRIO DE PERNAMBUCO, 2025). 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, titular do projeto, e a TAG, para execução dos estudos necessários para a conexão desse terminal à rede de transporte de gás (ABEGÁS, 2024a).

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, 2022; EPE, 2025), 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).

Adicionalmente, o Decreto nº 12.153/2024 instituiu o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), que traz avanços que visam “o melhor aproveitamento e compartilhamento das atuais e das novas infraestruturas e instalações” e “que consideram a eficiência das infraestruturas, de forma individual e de forma global, para promover o menor impacto de custo sistêmico, ao longo do tempo, e contribuir para a modicidade dos preços do gás natural e seus derivados, sem prejuízo da oferta e da qualidade”. O PNIIGB avaliará, de forma sistêmica, projetos de infraestrutura de gás natural para os próximos anos de modo a determinar as melhores alternativas de ampliação.

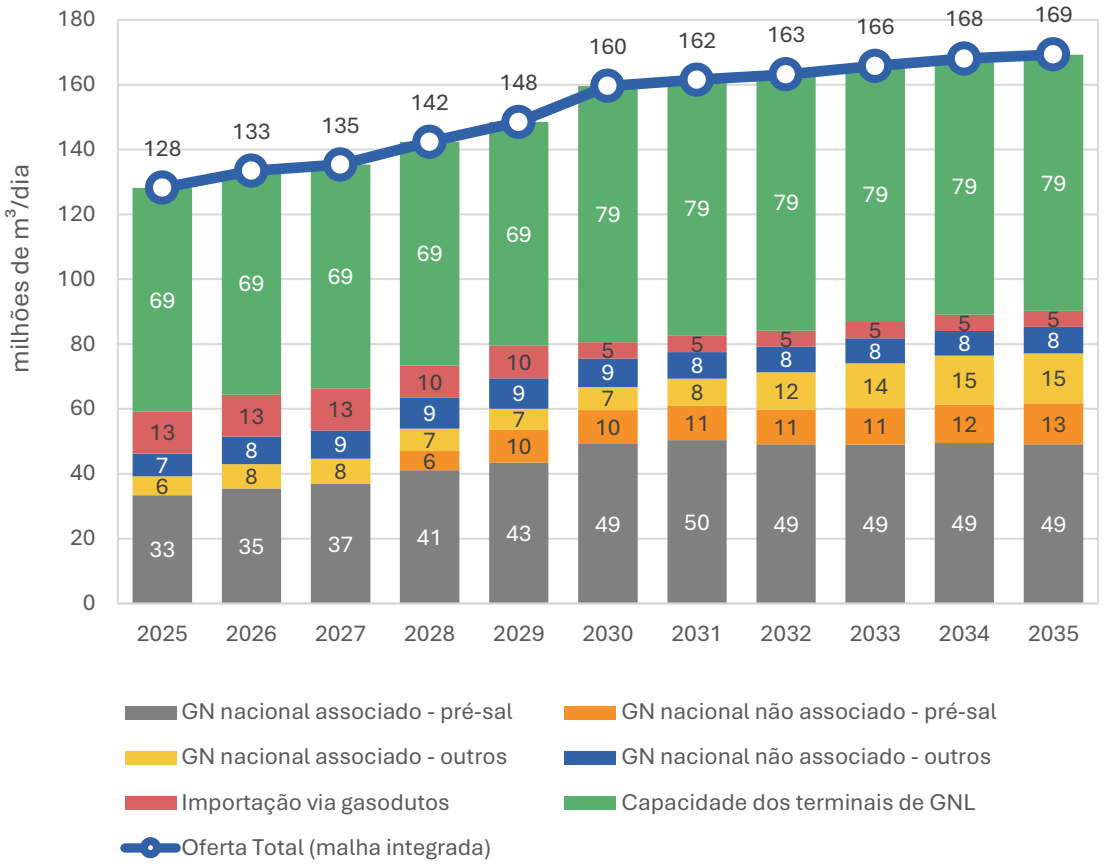
Sendo assim, a depender dos condicionantes de mercado e da avaliação realizada durante a elaboração do PNIIGB, novas ofertas podem estar disponíveis para atendimento à malha integrada no horizonte do estudo, tais como os terminais já em operação, mas ainda não conectados, bem como a conexão de futuros 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 via gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no horizonte desta edição do PDE, para a Malha Integrada, é apresentada na Figura 7-8, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

[71] Para fins de contabilização da oferta, bem como para o balanço de oferta e demanda de gás natural, visto que a previsão de início de operação do terminal de GNL de Suape é final de 2026, nesta edição do PDE considerou seus volumes somente a partir de 2027.

Figura 7-8 – Oferta potencial nacional e importada (malha integrada)



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 enquanto o terminal TGS/SC apresenta capacidade de 15 milhões de m³/dia. Foi considerado que o terminal de Barra dos Coqueiros/SE se encontra conectado à malha integrada ao longo de todo o horizonte do estudo, embora com apenas 14 milhões de m³/dia (de sua capacidade de 21 milhões de m³/dia). Adicionalmente, o terminal de GNL do Porto de Açu/RJ conectaria 10 milhões de m³/dia (de sua capacidade máxima de 21 milhões de m³/dia) à malha integrada a partir de em 2030.

Fonte: Elaboração EPE.

A trajetória da oferta potencial total na malha integrada aumenta de forma progressiva ao longo do horizonte de estudo, com aumentos mais significativos entre 2029 e 2030. Estes aumentos podem ser atribuídos à conexão do terminal de Porto do Açu, 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 (associado *onshore* e associado *offshore*, tanto no pré-sal quanto no pós-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 período, observa-se que o gás associado se apresenta como a parcela de maior participação. A participação média nos dois primeiros anos é de, aproximadamente, 85% e nos demais é de, aproximadamente, 75%. Este decréscimo na participação ocorre em virtude da elevação da participação do gás não associado *offshore* pré-sal iniciando-se a partir de 2028 seguindo até o fim do horizonte do PDE.

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, bem como das incertezas quanto à capacidade da Bolívia em fornecer gás natural para o Brasil e, até mesmo, dos envios de gás boliviano para a Argentina, durante o período de inverno desse país.

7.5 Balanço

Nesta seção, será apresentado o balanço de gás natural da malha integrada. A sua construção é fundamental para verificar a existência de oferta potencial de gás natural suficiente para atender à variação da demanda prevista para este sistema ao longo dos anos que compõem o horizonte do PDE 2035.

Este balanço, representado na Figura 7-9, é elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetados 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, Porto do Açu e Itaguaí. As demandas não termelétricas, termelétrica existente e termelétrica indicativa, que compõem a demanda máxima, são apresentadas na Figura 7-9, assim como os volumes potenciais ofertados na malha integrada.

Destaca-se que, no caso da demanda termelétrica indicativa (tanto no somatório para o Brasil quanto para a malha integrada), os projetos de UTEs deste tipo 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 e no balanço apresentado nesta seção, considerou-se que uma parte da demanda termelétrica indicativa seria instalada na malha integrada, segundo premissas citadas na seção 7.3.2.

No cenário projetado para a oferta de gás natural na malha integrada, observa-se um crescimento de aproximadamente 2,8% a.a. no horizonte. Esse cenário de crescimento decorre da entrada em operação de projetos importantes que devem ofertar gás natural na malha, como é o caso de Raia e SEAP. Esses novos projetos devem compensar a redução de oferta projetada para o gás boliviano.

Para a demanda, também se prevê um cenário de crescimento, com destaque para a demanda do setor termelétrico. O crescimento desse setor é consequência da utilização cada vez mais acentuada da geração termelétrica como garantia de potência, associada ao crescimento de fontes intermitentes, como eólica e solar. Considerando o período total analisado, verifica-se um valor médio de crescimento de 5,7% a.a. para a demanda total da malha integrada.

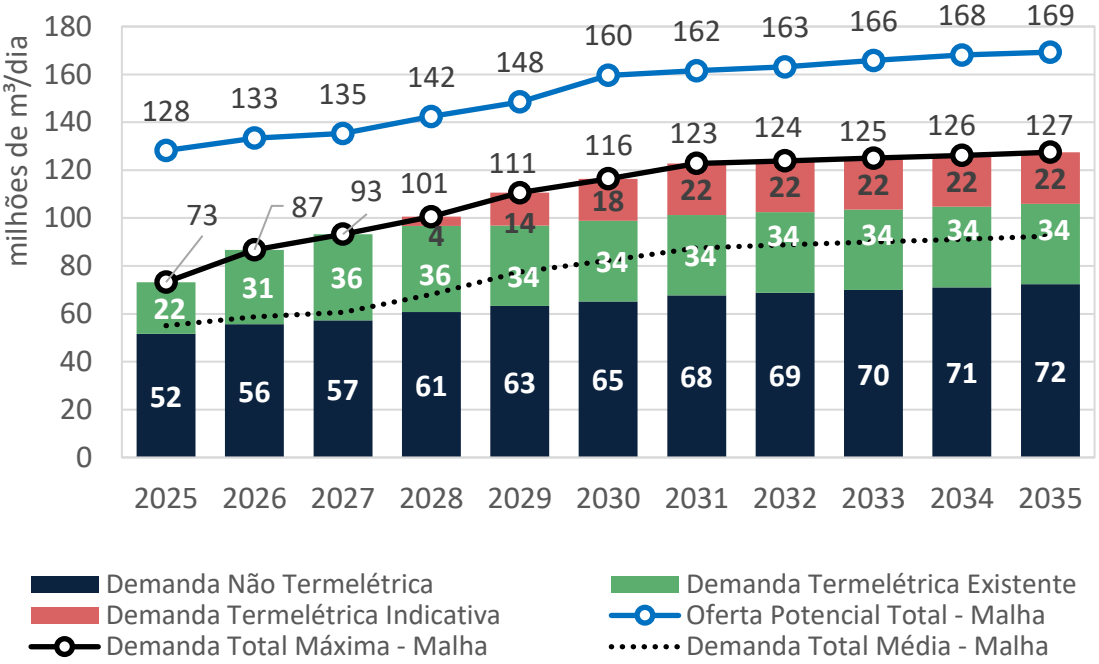
Embora a Figura 7-9 demonstre que a capacidade de ofertar gás natural na malha integrada supera a demanda projetada em todo o período analisado, restrições na atual infraestrutura de gasodutos impediriam que essa capacidade de oferta se conectasse integralmente às demandas futuras dispersas na malha, conforme indicado na seção 7.6. Para que esse gás ofertado em diferentes pontos chegue até a totalidade dos locais de demanda, é necessário que se concretizem projetos que buscam reforçar a malha de gasodutos existente e garantir o suprimento de gás a todos os consumidores conectados à rede ao longo do tempo.

Identifica-se, assim, a necessidade de expansão da capacidade de transporte da malha de gasodutos para viabilizar a comercialização integral dos potenciais de oferta. No entanto,

enquanto essas expansões não estiverem operacionais, esses volumes excedentes de gás natural, bem como aqueles que não puderem ser movimentados por questões de infraestrutura, poderiam ser distribuídos aos consumidores finais não conectados à malha por meio de modais logísticos alternativos, como o transporte de gás natural na condição de GNL ou GNC.

Nesse sentido, se destacam importantes medidas recentes para o planejamento das infraestruturas de gás natural de forma eficiente. Entre essas medidas estão a criação do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB)[72], criado a partir do Decreto nº 12.153/2024 e que deve ser elaborado pela EPE a cada dois anos, e o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte, que deve ser elaborado pelas transportadoras de gás natural e submetido à ANP.

Figura 7-9 - Balanço de gás natural da malha integrada



Notas: A Oferta Potencial Total – Malha refere-se à capacidade máxima de ofertar gás natural na malha integrada, 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 não relacionadas à geração termelétrica de eletricidade consideradas nos estudos da EPE: (i) concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, (ii) refinarias e petroquímicas e (iii) fábricas de fertilizantes; A Demanda Termelétrica Existente representa o consumo máximo das termelétrica 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 (Existente e Indicativa em seus valores máximos) 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; A Demanda Termelétrica Média representa o consumo na situação de despacho esperado ao longo do ano, variando entre o despacho mínimo (equivalente à inflexibilidade contratual) e o despacho total (consumo equivalente à capacidade máxima de geração das usinas).

Fonte: Elaboração EPE.

O Box 7.2 traz uma análise de sensibilidade avaliando potenciais resultados que poderão ser alcançados com o sucesso dos objetivos estabelecidos pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE). Neste sentido, novas demandas (termelétricas e não termelétricas)

[72] O Box 7.1 na seção 7.1, de Infraestrutura, apresenta mais detalhes do desenvolvimento do PNIIGB por parte da EPE.

poderiam assinar contratos competitivos de fornecimento de gás natural, aproveitando a oferta de volumes adicionais, viabilizando o crescimento do mercado.

Box 7.2 Oferta e demanda adicionais: Grupo de Trabalho – Gás para Empregar (GT-GE)

Em 2023, visando à 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:

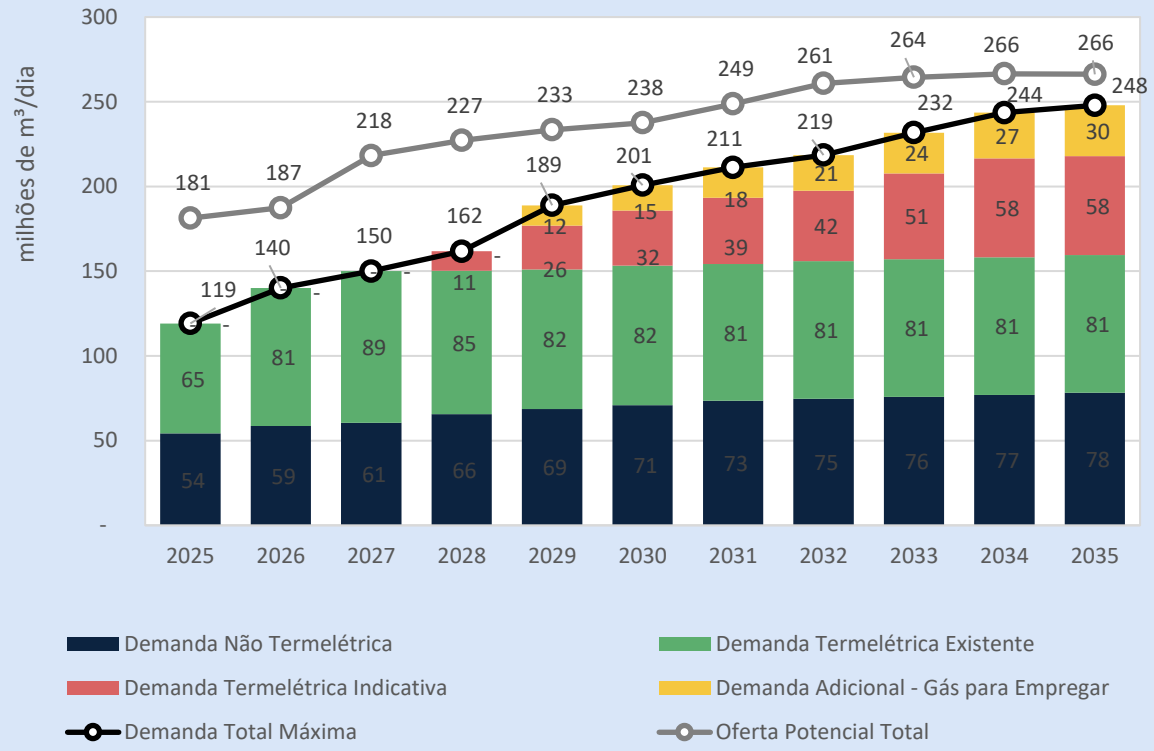
- implementação da permuta do óleo da União por gás natural;
- desenvolvimento de política de precificação de longo prazo do gás natural da União que leve em consideração os preços da molécula e dos produtos e energia obtidos a partir do gás natural;
- implementação do reconhecimento como custo em óleo, 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).

Como um dos desdobramentos dos estudos do Grupo de Trabalho do Programa destaca-se o Decreto Nº 12.153, publicado em 26 de agosto 2024. O decreto estabelece novas regras para o escoamento, tratamento, acesso a infraestruturas. Além disso, no dispositivo legal houve a criação do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB).

Com base nos desdobramentos do Grupo de Trabalho - Gás para Empregar, foi realizada uma estimativa de quais volumes adicionais de gás natural poderiam ser disponibilizados e quais serão os novos volumes demandados pelo setor produtivo com o avanço do programa governamental.

Na Figura 7-10 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.

Figura 7-10 – Oferta e demanda totais do Brasil no Grupo de Trabalho Gás para Empregar



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 não relacionadas à geração termelétrica de eletricidade consideradas nos estudos da EPE: (i) concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, (ii) refinarias e petroquímicas e (iii) fábricas de fertilizantes; A Demanda Termelétrica Existente representa o consumo máximo das termelétrica 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 (Existente e Indicativa em seus valores máximos) no Brasil e a Demanda Adicional – Gás para Empregar.

Fonte: Elaboração EPE.

Em relação à Oferta Potencial Total, relativa à sensibilidade do Gás para Empregar no país (Figura 7-10), é identificado um crescimento médio de 3,9 % 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 2031. Destaca-se que estes volumes adicionais representam, em relação à oferta total, aproximadamente 3% em 2031 (8,5 milhões de m^3/dia), atingindo valores médios de 7% de 2032 até o final do horizonte (18 milhões de m^3/dia). Em função da premissa de redução da 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 7,6% a.a. no período. A demanda não termelétrica, concentrada quase inteiramente na malha integrada, apresenta um crescimento gradual em

Box 7.2 Oferta e demanda adicionais: Grupo de Trabalho – Gás para Empregar (GT-GE)

todo o período. Além disso, os volumes adicionais decorrentes do Programa Gás para Empregar, considerando as medidas desse grupo de trabalho, iniciam-se a partir de 2029, representando aproximadamente 6% 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 59% em relação à Demanda Total Máxima. Neste contexto, destaca-se que a demanda termelétrica indicativa apresenta um crescimento acentuado a partir de 2028, 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 gasodutos de transporte de gás natural. Para o presente trabalho, foram simulados os anos 2026, 2030 e 2035 e as premissas de simulação adotadas foram as seguintes:

- as ofertas de gás nacional disponibilizadas nas UPGNs brasileiras, levando em conta a produção a elas direcionadas e suas capacidades de processamento, gás importado da Bolívia (variando entre 13 MMm^3/dia, em 2026, a 5 MMm^3/dia, em 2035) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara/RJ, Baía de Todos os Santos/BA, Barra dos Coqueiros/SE e São Francisco do Sul/SC, podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou limitações decorrentes da conexão do terminal à malha integrada;

- a partir de 2030, o terminal de GNL de São João da Barra/RJ será conectado à malha integrada, adicionando uma oferta equivalente à capacidade máxima de regaseificação do terminal, descontando-se o consumo de gás das termelétricas instaladas no Porto do Açu;

- foi considerado que a UTE Marlim Azul em Macaé/RJ constitui sistema não interligado à malha integrada;

- demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das CSLGCs), conforme projeções elaboradas pela EPE e apresentadas, de forma consolidada, na seção 7.3;

- demandas termelétricas máximas, incluindo usinas termelétricas bicombustíveis operando a gás natural, conforme projeções elaboradas pela EPE e apresentadas, de forma consolidada, na seção 7.3;

- ofertas de gás oriundas dos projetos SEAP (Sergipe) e Raia (Rio de Janeiro) seriam inseridas diretamente na malha de transporte devido à 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/MG, em Uberaba, com início de operação projetado para 2031;

- 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;

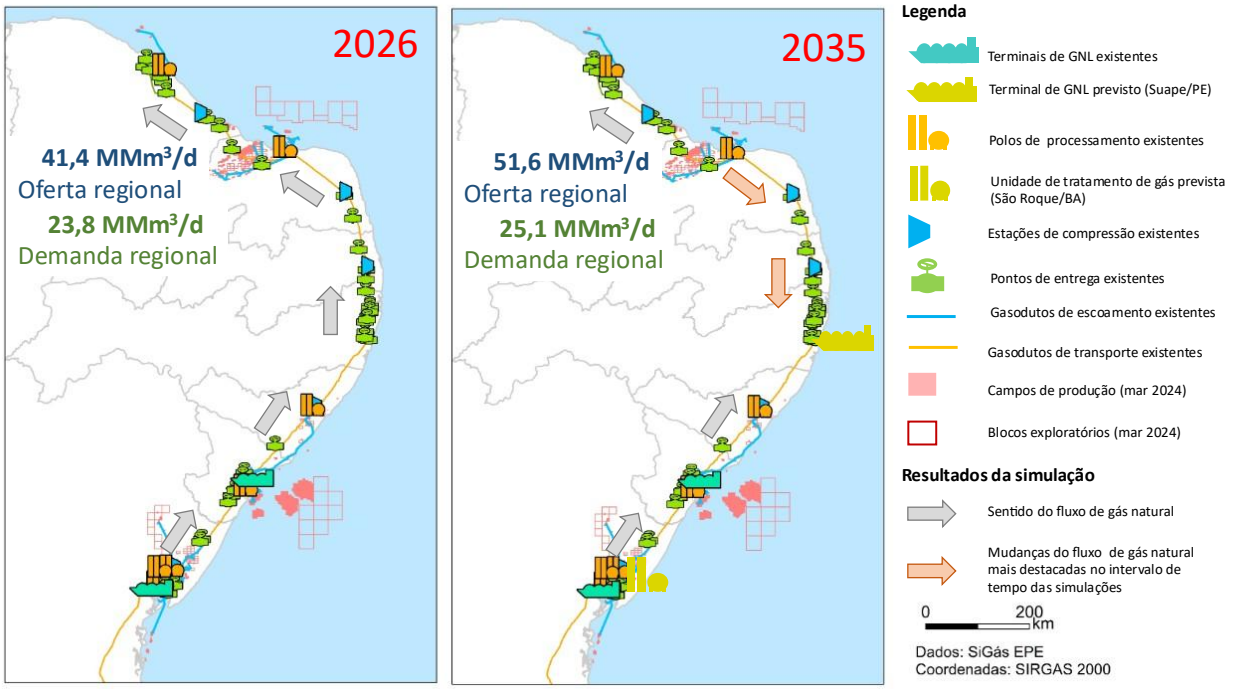
- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para essa interconexão.

A seguir, serão apresentas 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 em operação no ano de 2025. A rede também foi simulada para o caso da entrada da Estação de Compressão (ECOMP) Itajuípe, a partir do ano de 2030. A Figura 7-11, a seguir, permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta potencial deste subsistema e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-11 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Por meio da Figura 7-11, é possível verificar que o somatório das ofertas potenciais é superior ao das demandas máximas projetadas para o período, indicando que os consumidores do Nordeste poderiam ser atendidos pelo gás natural disponível na Região em todos os anos simulados. Nos anos analisados, com o potencial de oferta nacional somado ao potencial de importação de GNL por meio dos terminais existentes, não haveria necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste. No entanto, por questões comerciais, devido a diferentes preços de gás natural ofertados em diferentes pontos da malha, além de ocorrência de variações na produção de alguns campos ao longo do tempo, é possível haver fluxo de gás entre as regiões.

Cabe ressaltar que se inicia um aumento da oferta na região a partir de 2030, com crescimento acentuado nos anos seguintes. 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), injetado diretamente na malha nas imediações do *citygate* Carmópolis II SERGÁS[73] a partir de 2030. Estes volumes compensam as reduções consideráveis de produção nos campos cujo gás é processado nas UPGNs na Bahia. Para possibilitar a injeção da totalidade dos recursos esperados da Bacia do SEAL na malha de transporte, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, no sentido de facilitar o escoamento desta produção em ambos os sentidos da malha a partir de seu ponto de entrada, caso haja demanda para tal.

Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte deste PDE apenas no

[73] Embora o local exato da injeção do gás processado do projeto SEAP ainda esteja sendo negociado entre a TAG e a Petrobras (ABEGÁS, 2024b), 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, 2023).

primeiro ano simulado, em 2026. Conforme já identificado no PDE 2034, existe uma restrição de atendimento de grandes demandas de gás em seu trecho setentrional a partir do gasoduto Nordestão, agravada pelo do fim da operação do terminal de GNL de Pecém/CE. Essa restrição afeta diretamente o atendimento da demanda termelétrica, na capacidade máxima da UTE Termoaçu, no Rio Grande do Norte. Assim, para conseguir atender às demais demandas de gás natural da malha existente no primeiro ano simulado, foi necessário o desligamento dessa demanda termelétrica. Contudo, mesmo com as restrições de movimentação do gás natural, operacionalmente a UTE Termoaçu ainda poderia ser atendida de forma parcial.

A partir da simulação do ano de 2030, no entanto, essa restrição não acontece, pois não está previsto despacho da UTE Termoaçu em função de não renovação do contrato de fornecimento de eletricidade por esta usina. Para 2035, 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 este atendimento.

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 m^3/dia na sua demanda máxima) a partir da oferta nacional, no fim do período, em 2035. Cabe destacar que, embora este cenário seja possível em 2035, na prática, o perfil de atendimento desta demanda, intermitente, exige a conciliação com a estrutura de monetização de gás por algum produtor para o real atendimento desta usina 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, embora ainda necessitando destas fontes com o propósito maior de balanceamento da malha.

7.6.2 Malha Sudeste

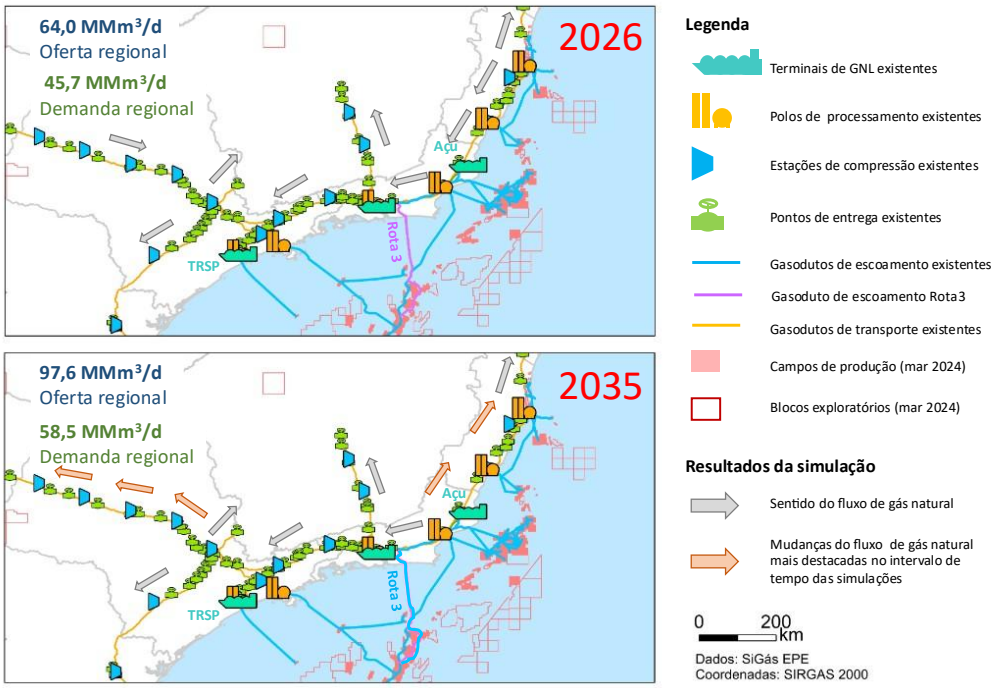
O caso base para esta malha considera, como no PDE 2034, que o terminal de GNL do Porto do Açu localizado em São João da Barra/RJ, estaria conectado à malha integrada a partir de 2030, através de um duto a ser definido. Isto permitiria diversificação de fontes de gás para as usinas ali localizadas, devido à possibilidade de atendimento com gás da malha integrada.

Ainda, como premissa relevante desta edição do PDE, destaca-se que a UTGCA/SP será mantida em patamares de oferta similares aos que vem sendo observados no período de 2020 a 2024, em torno dos valores máximos de 10 milhões de m^3/dia.

A UTGCA/SP apresenta limitações técnicas para processamento do gás natural oriundo do Pré-sal devido ao teor de líquidos deste gás. Com isso, se faz necessário o processamento simultâneo com gás do Pós-sal (de menor teor de líquidos), de modo a adequar o gás às especificações de carga para processamento nesta unidade. Destaca-se que, no presente momento, observa-se queda na produção do campo de Mexilhão (Pós-sal) desde 2015 (ANP, 2025b), o que limita a capacidade de processamento da UPGN, não permitindo sua plena utilização (20 milhões de m^3/dia).

A Figura 7-12, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta potencial deste subsistema 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 Sudeste



Nota: O terminal de GNL do Porto do Açu/RJ foi considerado como conectado a partir de 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Como se pode verificar na Figura 7-12, tanto o ano de 2026 quanto o de 2035 apresentam projeções de oferta potencial superiores à demanda máxima prevista e, dessa forma, 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 a Região Sudeste se torne exportadora para as demais regiões, 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.

Tendo em vista a necessidade de alternativas de suprimento ao gás boliviano, para o abastecimento da malha Centro-Oeste/SP/Sul, se apresenta, como opção viável, o aumento do consumo de gás de origem nacional advindo do estado do Rio de Janeiro. Para utilização desta solução, se faz necessária a ampliação da transferência entre as malhas Sudeste e Centro-Oeste/SP/Sul que, segundo o perfil de ofertas e demandas do PDE 2035, se daria por meio da instalação da estação de compressão (ECOMP) Japeri/RJ, no município de mesmo nome. Esta ECOMP, que já possui autorização de construção emitida pela ANP, permitirá a movimentação do gás processado nas UPGNs de Cabiúnas e do Complexo Boaventura, possibilitando-o alcançar a interconexão entre as malhas em Paulínia/SP. Para este PDE, foi admitido como premissa que essa ECOMP estaria operacional a partir de 2029.

Por fim, 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.

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, se caracterizando 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.

Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, oferta nacional de gás natural. Deste modo, todo o seu atendimento é realizado através de gás boliviano importado através do GASBOL e, desde 2024, de GNL regaseificado no terminal TGS/SC. Adicionalmente, esta malha apresenta possibilidade de recebimento de gás oriundo do subsistema Sudeste.

Em virtude da premissa de um perfil decrescente de importação de gás boliviano ao longo do horizonte considerado nesta edição do PDE (13 milhões de m^3/dia em 2026 para 5 milhões de m^3/dia em 2035), esta malha exige a utilização de outras ofertas de gás natural, além daquela importada da Bolívia (malha Sudeste ou TGS/SC), da ordem de 5 milhões de m^3/dia em 2026, 20 milhões de m^3/dia em 2030 e atingindo valores próximos a 22 milhões de m^3/dia em 2035. Neste sentido, percebeu-se que a malha Sudeste apresenta excedente de oferta capaz de ser disponibilizada para a malha Centro-Oeste/SP/Sul através da interconexão em Paulínia/SP.

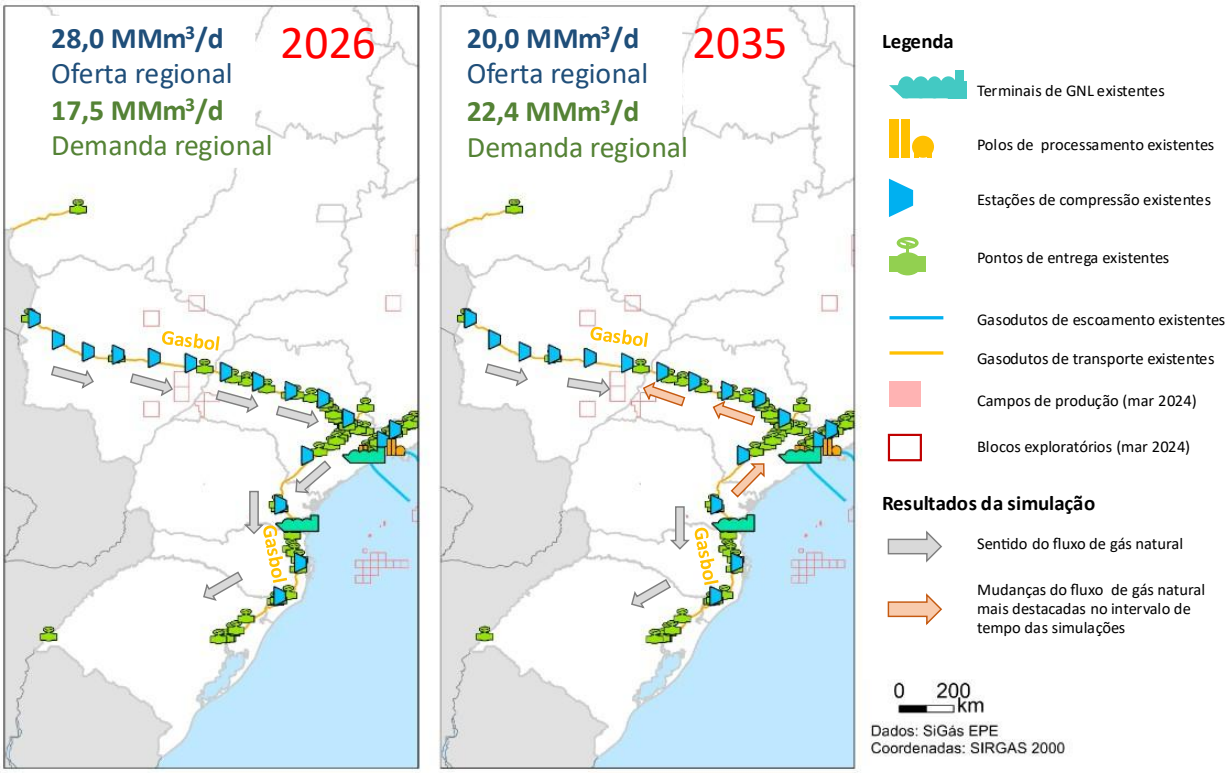
Com relação à demanda, nesta edição do PDE foi considerado consumo de gás natural pela UTE Sepé-Tiaraju/RS (antiga UTE Canoas) ao longo de quase todo o horizonte do estudo. Devido a isso, foram observadas restrições de atendimento no trecho final do GASBOL, decorrente da operação simultânea desta UTE 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, 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 através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente, como já observado em outras edições do PDE.

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 7-13 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta potencial deste subsistema 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 da movimentação do gás natural, em relação ao sentido usualmente estabelecido (Figura 7-13). 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 Mata 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 7-13 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 do GASBOL e do GASUP



Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram considerados na simulação da malha integrada, por se tratar de sistemas isolados.

Fonte: Elaboração própria.

7.7 Investimentos

Para fins do PDE 2035, foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2025 a 2035. 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. Nessa edição do PDE, os projetos estudados no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biocombustíveis (PNIIGB) foram considerados na categoria de Investimentos Indicativos "*business as usual*" [74].

No caso dos investimentos previstos em gasodutos de escoamento, no cenário de referência foram considerados dois empreendimentos: o Projeto SEAP e o conexão Raia-TECAB. Ambos já haviam sido contemplados no PDE anterior. O gasoduto rota SEAP, da Petrobras, será

[74] Embora os projetos do PNIIGB estejam classificados como "*business as usual*", nem todos foram analisados através de simulação termofluido-hidráulicas no PDE, em função da indefinição da data de entrada dos mesmos. Destacamos que o impacto destes projetos na malha integrada é apresentado no PNIIGB.

responsável por escoar o gás, já especificado, proveniente da Bacia do Sergipe-Alagoas até a malha de transporte da TAG. Estão previstos investimentos da ordem de R$ 6,76 bilhões, com início das obras estimado para 2026 e entrada em operação em 2030 (PETROBRAS, 2025a; EPE, 2024c).

Além disso, foi considerado o gasoduto destinado ao escoamento do gás natural, já especificado, proveniente do bloco BM-C-33, o Projeto Raia, da Equinor. Os investimentos previstos são da ordem de R$ 7,23 bilhões, com estimativa de início das obras em 2026 e entrada em operação em 2028 (PETROBRAS, 2025a; EPE, 2024c). Os dois 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 unidades de processamento de gás natural para estes projetos. Destaca-se que estes projetos já foram analisados pela EPE, a pedido da ANP, em função da prerrogativa legal trazida pelo Artigo 6º-F do Decreto nº 10.712/2021 modificado pelo Decreto nº 12.153/2024. Por meio desta análise, a EPE considerou que ambos os projetos eram compatíveis com o planejamento setorial e recomendou suas autorizações pela ANP.

Ainda no segmento *upstream*, foram analisados dois gasodutos de escoamento indicativos no cenário "*business as usual*": o Gasoduto Gato do Mato e o Gasoduto Bacalhau-Aram. Para o primeiro, a estimativa de investimento é de R$ 529 milhões, enquanto o segundo tem investimento previsto de, aproximadamente, R$ 5,1 bilhões. Os projetos foram indicados para evitar a reinjeção de gás por falta de infraestrutura adequada e viabilizar o aproveitamento do potencial produtivo das regiões em que estão localizados.

Seguindo a jusante na cadeia de gás natural, sobre as UPGNs previstas, no cenário de referência foi considerada a UPGN de Miranga/BA, projeto da PetroRecôncavo que será localizado no município de Pojuca na Bahia. Estão previstos investimentos de R$ 344 milhões, com início das obras estimado para 2026 e entrada em operação prevista para 2027 (CPG, 2024; PETRORECONCAVO, 2024). Conforme mencionado sobre a prerrogativa legal trazida pelo Artigo 6-F do Decreto 10.712/2021 modificado pelo Decreto 12.153/2024, este projeto foi analisado pela EPE, a pedido da ANP. O projeto foi considerado como compatível com o planejamento setorial, tendo sido recomendada sua outorga de autorização pela ANP. A conexão de UPGNs à malha integrada de transporte é benéfica para a diversificação de fontes de suprimento ao mercado e pode demandar novos investimentos, como Pontos de Entrada ou mesmo novos ramais. Adicionalmente, uma UPGN foi considerada na categoria indicativa ("*business as usual*") para processar os volumes de gás associados aos Campos de Bacalhau, Bacalhau Norte e ao Bloco de Aram, tendo sido denominada, no PNIIGB, como UPGN Cubatão/SP.

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, 2024c). 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 2035, destaca-se a finalização do gasoduto GASFOR II que teve sua construção concluída em 2024 e recebeu a Autorização de Operação da ANP em 2025. Esse gasoduto conta com aproximadamente 84 km de extensão, tem capacidade de 1,5 milhões de m^3/dia e teve investimento total de cerca de R$ 590 milhões (TAG,2025b).

Nessa edição do PDE, não há investimentos em gasodutos de transporte na categoria Previsto. No entanto, na categoria Indicativos "*business as usual*", foram considerados os gasodutos estudados no PNIIGB. Esses projetos podem ser agrupados em três principais frentes: i) reforço da malha existente para solução de gargalos; (ii) ampliação e interiorização da malha e (iii) segurança do abastecimento por meio da diversificação de fontes de ofertas.

No primeiro conjunto estão o Gasoduto Veredas (Fase 1), o Corredor Pré-Sal Sul, a conexão do Porto do Açu/RJ (GASOG) e Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS. O Gasoduto Veredas – Fase 1 é voltado à expansão da capacidade de transporte de gás natural no trecho norte da malha integrada no Nordeste. A primeira fase envolve a duplicação de 85,5 km do gasoduto Nordestão entre Ipojuca e Igarassu (PE) e o investimento estimado é de R$ 2,6 bilhões.

O Corredor Pré-Sal Sul é voltado à expansão da capacidade de movimentação de gás natural entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo. A iniciativa responde à mudança esperada no perfil da oferta de gás no Brasil, marcada pela possível redução das importações da Bolívia e pelo aumento da produção doméstica proveniente do Pré-Sal. Diante desse novo cenário, torna-se necessário reforçar a transferência de gás do Rio de Janeiro para a malha da TBG. O investimento estimado para o projeto é de R$ 2,6 bilhões.

O GASOG é um gasoduto bidirecional de 45,5 km que conectará o terminal de GNL da GNA, no Porto do Açu (São João da Barra/RJ), ao Gasoduto Cabiúnas–Vitória (GASCAV), em Campos dos Goytacazes/RJ. Com capacidade de até 12 milhões de m^3/dia e investimento de cerca de R$ 1 bilhão, o projeto reforça a segurança energética e viabiliza a expansão industrial na região. Por último, a duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS busca o aumento da capacidade de transporte no trecho sul do GASBOL para atendimento da demanda do mercado. O investimento estimado é de aproximadamente R$ 3 bilhões.

No segundo grupo de projetos estão os gasodutos Bragança Paulista/SP – Extrema/MG e Iacanga/SP – Uberaba/MG. O primeiro visa atender à demanda no Sul de Minas Gerais e outras expansões da GASMIG, com 28 km de extensão e investimento estimado em R$ 200 milhões. Já o segundo tem como objetivo abastecer a região do Triângulo Mineiro, com destino à cidade de Uberaba (MG), totalizando 260 km de extensão e investimento previsto de R$ 949 milhões.

Por fim, no terceiro grupo estão os gasodutos Porecatu/PR – Bilac/SP e Uruguaiana/RS – Triunfo/RS. No primeiro caso, a diversificação de fontes é através da alternativa do biometano. O projeto visa conectar o *hub* de biometano de Porecatu (PR), também considerado como indicativo nesta edição do PDE, a um ponto de entrega em Bilac (SP), promovendo a inserção do biometano na malha integrada. O gasoduto tem 185 km de extensão e investimento estimado em R$ 805 milhões. Já o segundo busca a integração entre Brasil e Argentina, por meio da conexão dos dois trechos existentes do GASUP. Com 593 km de extensão, capacidade de 15 milhões de m^3/dia e investimento previsto de R$ 8,9 bilhões, o projeto visa reforçar a segurança energética nacional através da integração regional.

Os gasodutos de transporte considerados no caso "Estudados EPE" são aqueles detalhados nos ciclos 2019, 2020 e 2022 e 2024 do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (EPE, 2019a; EPE, 2020a; EPE, 2022; EPE, 2025), 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 possíveis projetos de termelétricas.

Ainda no âmbito do sistema de transporte, as estações de compressão (ECOMPs), categoria introduzida no ciclo anterior, continuam a desempenhar papel relevante na expansão da capacidade da malha dutoviária de transporte.

No GASBOL, está prevista a nova ECOMP Guaramirim, localizada entre as estações de Biguaçu (SC) e Araucária (PR). O projeto da TBG tem como objetivo o aumento da confiabilidade

operacional e atendimento de demanda. Em agosto de 2025, a TBG encaminhou à ANP o requerimento para obtenção da Autorização de Construção. O investimento previsto é de aproximadamente R$ 435 milhões (EPE, 2025).

Além disso, segue como investimento previsto a ECOMP Japeri (RJ), cuja autorização de construção foi concedida pela ANP à NTS em janeiro de 2025. O objetivo é 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$ 722 milhões (EPE, 2025) com previsão de entrada em operação em 2028 (ANP, 2025c). No entanto, nesta edição do PDE, consideramos que esta ECOMP estará plenamente operacional em 2029, conforme apontado na seção 7.6.2.

Na categoria indicativa "*business as usual*", no cenário de referência, foi considerada a ECOMP Itajuípe. O projeto refere-se à construção da instalação na Bahia pela TAG, que tem como objetivo aumentar a capacidade de gás transportado entre as malhas do Sudeste e Nordeste, atualmente limitada a menos de 10 milhões de m^3/dia. O investimento estimado é de cerca de R$ 757 milhões (EPE, 2025), com entrada em operação estimada para o ano de 2028 (ANP, 2025d).

Neste ciclo, foi incorporada uma nova categoria relacionada ao desenvolvimento do mercado de biometano. No cenário indicativo "*business as usual*", foram considerados os projetos dos *hubs* de biometano de São Carlos (SP) e Porecatu (PR). O primeiro projeto tem investimento estimado em R$ 136 milhões e o segundo R$ 144 milhões.

Essas infraestruturas propostas têm potencial para atuar como pontos centrais de recebimento do combustível proveniente de diversas origens, para posterior conexão à malha integrada de gasodutos de transporte. Além disso, podem funcionar como vetores de expansão, servindo como ponto de partida para futuras infraestruturas que conectem ofertas regionais à malha integrada existente. Os projetos visam aproveitar a potencial concentração de oferta de biometano nas regiões em que estão inseridos, caracterizadas pela presença significativa de usinas sucroenergéticas em seu entorno.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a construção de um terminal no horizonte do PDE 2035, em Suape/PE, em píer existente do Porto de Suape. O projeto, de propriedade da OnCorp, fechou um contrato recente de afretamento de uma FRSU e tem previsão de entrada em operação em 2026 (ABEGÁS, 2025b).

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 (*business as usual*)		Indicativos (Estudados EPE)	
	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi
Gasodutos de Escoamento[1, 2]	2	13,99	2	5,59	20[6]	28,00
Gasodutos de Transporte[1]	0	0	8	25,12	20[7]	74,80
Estações de Compressão	2	1,15	1	0,76	0	0,00
Terminais de Regaseificação de GNL[3]	1	0,30	0	0,00	4	1,10
UPGNs[4] e *Hubs*[4, 5]	1	0,36	3	2,97	19[8]	28,66
TOTAL	6	15,80	14	34,44	65	132,56

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS para dutos de transporte e Que$tor para dutos de escoamento; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos, o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AACE-18R-97); (2) Custos dos projetos indicativos (PIPE 2019, PIPE 2021 e PIPE 2023): os custos de gasodutos de escoamento incluem os dutos e demais equipamentos necessários (PLETs e PLEMs, por exemplo), mas não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO ou na plataforma do *hub*; (3) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX); a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); (4) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP (PIPE 2019 e PIPE 2021), bem como o *software* comercial Que$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) 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; (6) Inclui os gasodutos estudados no PIPE 2019, PIPE 2021 e no PIPE 2023 (gasodutos convencionais de escoamento e gasodutos de escoamento constituintes de *hubs*); (7) Inclui os gasodutos estudados no PIG 2019, PIG 2020, PIG 2022 e PIG 2024; (8) 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.

Fonte: Elaboração própria.

Capítulo 8.

Oferta de Biocombustíveis

Pontos principais

- 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 51,5 bilhões de litros em 2035, com a cana-de-açúcar mantendo a sua relevância e acompanhada pelo crescimento expressivo do etanol de milho, que avançará para mais de 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 a 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 a 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 3,4 GW médios em 2035.

- 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 Nm^3 (3,5 bilhões de Nm^3 de biometano) oriundos desses insumos, havendo um potencial de aproveitamento para as palhas e pontas. Resíduos agrícolas, da pecuária e urbanos têm potencial para ofertar cerca de 35 bilhões de Nm^3 ao fim do período decenal.

- 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 a acordos na IMO, o que acarretará uma demanda total de 13,9 bilhões de litros em 2035. 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.

- 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 a partir 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.

- A Lei Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024) 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.

Neste capítulo são apresentadas as projeções de expansão da oferta de etanol, biodiesel, combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), diesel verde, bioeletricidade da cana, biometano e as perspectivas de uso de biocombustíveis no transporte aquaviário, além de inovações tecnológicas como a captura e armazenagem de dióxido de carbono (BECCS), 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 de biocombustíveis, como etanol, biodiesel, biogás e combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). Além dos aspectos ambientais, o consumo destes combustíveis renováveis também impulsiona a economia local, promovendo a segurança energética e gerando empregos, especialmente em áreas rurais.

Globalmente, 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 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 dessa 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), com expressiva participação da agricultura familiar, que envolve esses produtores de matéria-prima na política pública do biodiesel, promovendo inclusão social e econômica.

A evolução das biorrefinarias traz possibilidade de expansão de portfólio, integração entre diversos processos, aproveitamento de resíduos em produtos de maior valor agregado e 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, assim como 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 novos biocombustíveis, 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 socioeconômico e se caracterizando como uma nova frente de investimentos para a transição energética justa e inclusiva.

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 08 de outubro de 2024, foi sancionada pelo Presidente Luís Inácio Lula da Silva a Lei nº 14.993/2024, mais conhecida como a Lei do Combustível do Futuro (BRASIL, 2024).

O país possui políticas de diferenciação tributária entre biocombustíveis e seus análogos fósseis, em termos de PIS/Cofins[75] e Cide[76], 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 ICMS[77] [78] (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).

[75] 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.
[76] Cide: Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico.
[77] Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
[78] A LC nº 194/2022 limita o ICMS sobre combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo à alíquota mínima estadual (17% a 18%), e zera os tributos federais sobre gasolina e etanol, até 31/12/2022. Já a EC nº 123/2022 cria um diferencial de alíquotas para fortalecer a competitividade dos biocombustíveis, reconhecendo sua importância na transição energética (BRASIL, 2022a, 2022b).

8.1.3.1 PNPB

Criado por meio da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), o PNPB introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira a partir 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. Em 2025, o PNPB completou 20 anos, contribuindo para o fortalecimento de uma matriz energética sustentável, aumentando a segurança energética, diminuindo a importação de diesel fóssil e incluindo a agricultura familiar na sua produção. Além disso, o PNPB criou um novo ramo industrial no país, gerando novas tecnologias e empregos em suas diferentes regiões. Ou seja, o PNPB cumpre com absoluto sucesso os seus objetivos em bases nos pilares ambiental, econômico e social.

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". Atualmente, encontra-se em vigor a Resolução ANP nº 920/2023 que restringe a definição expressa na 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 nº 14.993/2024 em vigor estabelece que o CNPE poderá alterar o percentual obrigatório de adição de biodiesel, em volume, ao óleo diesel comercializado em todo o território nacional entre os limites de 13% e 25%, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público.

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 diversificar as matérias-primas entre diferentes oleaginosas e palmáceas em diversas regiões do Brasil.

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 maio de 2025, sexto ano de operacionalização do mercado, 338 certificados de produtores de biocombustíveis estavam válidos, sendo que 253 destes passaram por processo de renovação, 4 tiveram mudança de titularidade e 1 sofreu mudança de rota de etanol 1G de cana para etanol 1G de cana e milho (*flex*). Tais certificações representam 79% do total de unidades autorizadas a comercializar biocombustíveis (430) até 21 de maio de 2025 (ANP, 2025b). Estratificando por biocombustível certificado, são 295 usinas de etanol, 39 plantas de biodiesel e 4 de biometano (82%, 68% e 33% das plantas autorizadas a operar, respectivamente). Para maiores detalhes, acessar a série de publicações da Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018) (EPE, 2024b).

8.1.3.3 Combustível do Futuro

A "Lei do Combustível do Futuro" (Lei nº 14.993), sancionada em 8 de outubro de 2024, é uma iniciativa do governo brasileiro para fomentar o desenvolvimento e a utilização de fontes de energia mais sustentáveis, com foco em combustíveis renováveis e de baixo carbono (BRASIL, 2024).

O objetivo do **Combustível do Futuro** é promover a mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono. Além disso, a lei é a porta de entrada dos combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) na matriz energética brasileira, através da instituição do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), e do diesel verde, pela criação do Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV). Somando-se a esses, estabelece o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Adicionalmente, este instrumento integra diversas políticas públicas, tais como o RenovaBio, o PNPB, o Programa Nacional de Etiquetagem Veicular e o Programa de Mobilidade Verde e Inovação (MOVER).

Além de instituir novos instrumentos, a Lei do Combustível do Futuro estabelece diretrizes para a evolução dos biocombustíveis já consolidados na matriz energética nacional, como o biodiesel e o etanol, permitindo que a mistura obrigatória alcance até 25% de biodiesel no diesel e até 35% de etanol na gasolina.

A elevação dos teores obrigatórios para percentuais superiores a 15% no caso do biodiesel e a 30% no caso do etanol fica condicionada à prévia constatação de viabilidade técnica.

O marco legal destrava investimentos e demonstra o compromisso do Brasil com a transição energética global, focando na responsabilidade socioambiental e na inovação tecnológica, posicionando o país na linha de frente das soluções sustentáveis para a descarbonização do setor de transportes.

Como desdobramentos da promulgação da referida Lei, o CNPE instituiu o Comitê Técnico Permanente Combustível do Futuro por meio da Resolução nº 12, de 10/12/2024, a qual tem como objetivo propor medidas necessárias para sua regulamentação e efetiva aplicação.

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 praticamente sem *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 tem apresentado avanços em investimentos na produção de biogás e biometano utilizando vinhaça e torta de filtro (EPE, 2024a). O biometano pode ser utilizado para substituir o óleo diesel nas operações agrícolas e para geração de energia, e o excedente pode ser comercializado.

Paralelamente, a produção de etanol de milho continua com 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, 2025; UNICA, 2025). 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. Além do milho, outros grãos/cereais despontam como promissores para a produção do biocombustível, como trigo, sorgo e soja.

A projeção da oferta[79] 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 e outros grãos/cereais.

Em 28 de março de 2025, existiam 337 [80,81] unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada nominal de moagem era de aproximadamente 840 Mtc (efetiva de cerca de 750 Mtc), com fator de capacidade de 90% da nominal), com capacidade nominal de produção de etanol de 48,3 bilhões de litros[82]. No que se refere ao etanol de milho, havia 30 unidades em operação (sendo 19 *full* e 11 *flex*), com capacidade total de processamento de 21,9 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 11,6 bilhões de litros. Existem ainda três unidades produtoras de etanol[83] a partir de cereais (exceto milho) e soja, com capacidade de 31,4 milhões de litros (ANP, 2025a; MAPA, 2025)[84].

Para o horizonte decenal, os investimentos a serem realizados no setor sucroenergético visam principalmente a ampliação da capacidade de cristalização, além da capacidade de produção de etanol e melhorias nos canaviais. A cogeração, produção de leveduras, biometano, etanol de segunda geração, captura de carbono e produção de SAF pela rota AtJ (*Alcohol-to-Jet*) e de combustíveis renováveis para uso aquaviário, entre outros, seriam outras formas de aproveitar suas potencialidades.

Em relação ao etanol de segunda geração, o Brasil possui três plantas comerciais, uma da GranBio[85] e duas da Raízen[86], com capacidade nominal de 30, 42 e 82 milhões de litros/ano, respectivamente (GRANBIO, 2024; RAÍZEN, 2024). A Raízen anunciou sete novos projetos de E2G, sendo que cada um tem capacidade de 82 milhões de litros por ano, com cinco tendo previsão de entrada até 2030. 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[87].

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

[79] Para maior detalhamento da metodologia utilizada, sugere-se consultar a publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto (EPE, 2024a).
[80] Nesse total, estão incluídas 11 unidades de etanol de milho *flex*. Ressalta-se que suas capacidades de produção de etanol e de processamento de milho são contabilizadas junto com as de milho *full*. Considera-se uma safra de 155 dias para as *flex*, quando utilizam apenas o grão.
[81] Incluídas quatro 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. Para maiores detalhes, sugere-se consultar o Análise de Conjuntura: ano base 2024 (EPE, 2025).
[82] Considera uma safra com 200 dias.
[83] Por simplificação, essas unidades são analisadas em conjunto com as de milho. Adota-se um fator de capacidade de 96%.
[84] Existem ainda 8 unidades de etanol a partir de outras matérias-primas, com capacidade de 0,02 milhão de litros.
[85] Sem produção de E2G desde a safra 2021/22.
[86] A Raízen anunciou que a partir da safra 2025/26, a produção de etanol 2G da unidade de Costa Pinto seria interrompida, sendo utilizada para testes e desenvolvimento de biocombustíveis do futuro.
[87] Contudo, em 2025, a Raízen divulgou que está revisando seu portfólio de ativos e realizando desinvestimentos.

de palhas e pontas), bem como a eficientização do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

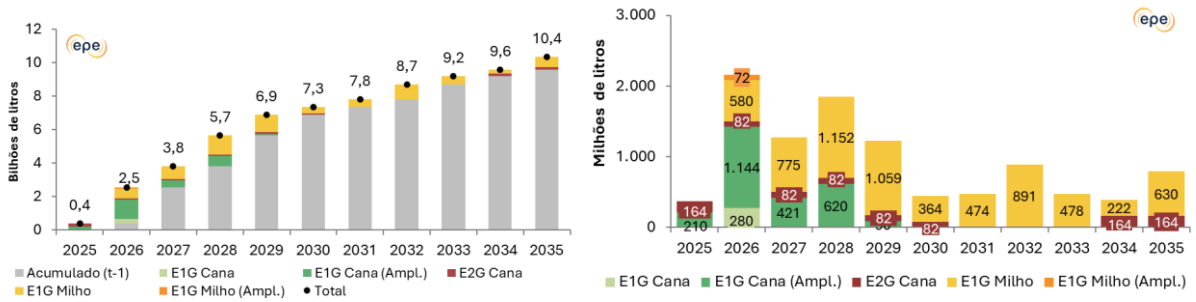
Além dos pontos destacados anteriormente, adiciona-se que a implantação de uma usina de etanol de milho se viabiliza em cerca de dois anos, o que é relativamente menor que o estimado para as unidades de cana, e a matéria-prima é adquirida diretamente dos produtores do grão, sem a necessidade da usina 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 nas caldeiras, que geram o vapor e produzem a energia necessários para a operação da instalação. Contudo, o processamento do milho não produz insumos energéticos propícios para alimentação desses equipamentos, diferentemente das unidades sucroenergéticas, que utilizam o bagaço como biomassa para as caldeiras.

Com base no exposto, no horizonte decenal, considera-se para a cana-de-açúcar, a entrada de uma nova unidade com processo de autorização de operação em andamento junto à ANP, aumentando a capacidade nominal de moagem em 3,0 milhões de toneladas (280 milhões de litros para a produção de etanol). As ampliações (ANP) de produção de etanol totalizam 2,5 bilhões de litros, a partir de 42 usinas (ANP, 2025a). Até 28 de março de 2025, uma unidade sucroenergética foi reativada (70 milhões de litros). A capacidade de produção de E2G totalizará 1,0 bilhão de litros em 2035, a partir de 13 unidades produtoras.

Para o milho[88], tem-se as implantações de 19 unidades (4,4 bilhões de litros) e ampliações de 3 unidades (72,3 milhões de litros), ambas em processo de autorização junto à ANP, que resultam em um aumento da capacidade de processamento de 10,6 milhões de toneladas (ANP, 2025a). Além disso, considera-se o indicativo de 2,2 bilhões de litros em novas unidades e/ou ampliações *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 na Figura 8-3.

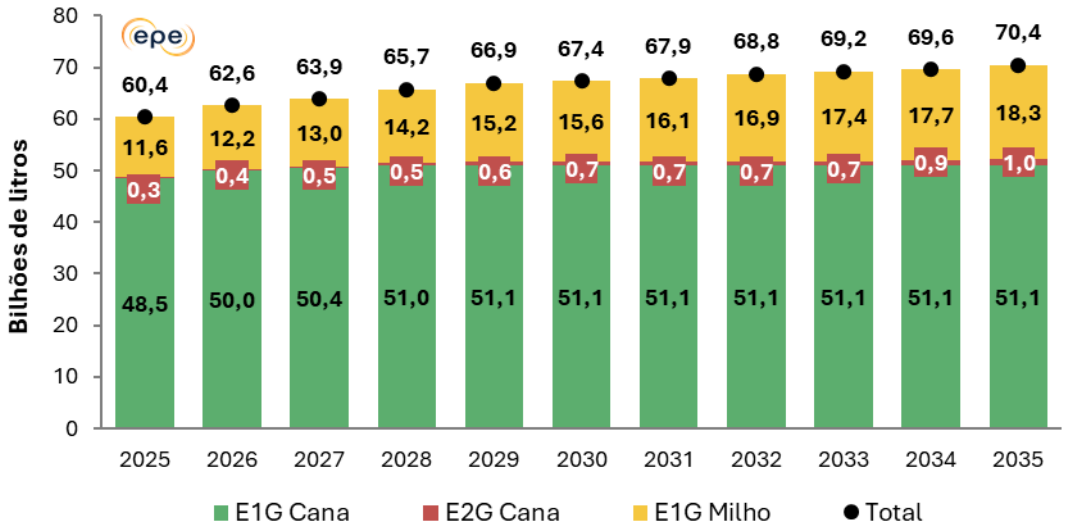
Figura 8-1 – Saldo de capacidade instalada de produção de etanol



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP (2025a) e MAPA (2025)

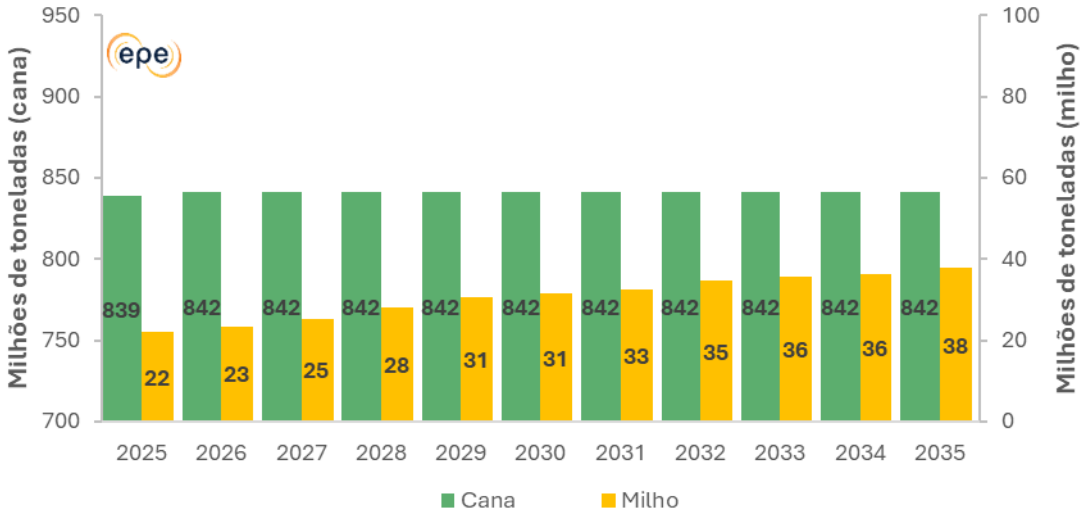
[88] De forma a simplificar as análises conduzidas nesse estudo, por ora, as produções de etanol a partir de soja e cereais são contabilizadas juntos com a de milho.

Figura 8-2 – Capacidade de produção de etanol (cana e milho)



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP (2025a) e MAPA (2025)

Figura 8-3 – Capacidade nominal de processamento de cana e milho[89]



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP (2025a) e MAPA (2025)

Em relação à cana-de-açúcar, a safra 2024/25 apresentou um bom desempenho, com uma produtividade agrícola de 77,2 TCH (redução de 9,8% [90] em relação à safra anterior), mesmo diante de temperaturas elevadas e baixos índices pluviométricos e da ocorrência de queimadas na principal região produtora. A área teve um crescimento de 5,3%, atingindo 8,77 Mha, patamar ligeiramente superior ao dos últimos anos, em decorrência da cana soca disponível. O rendimento foi de 139,8 kg ATR/tc, similar ao do período anterior (CONAB, 2025; DATAGRO, 2025; MAPA, 2025).

[89] A capacidade de processamento do milho foi estimada com base em informações divulgadas e no rendimento médio de produção de etanol de 420 litros de etanol/tonelada de milho. Coloca-se que algumas unidades alcançam fatores de conversão superiores a esse.

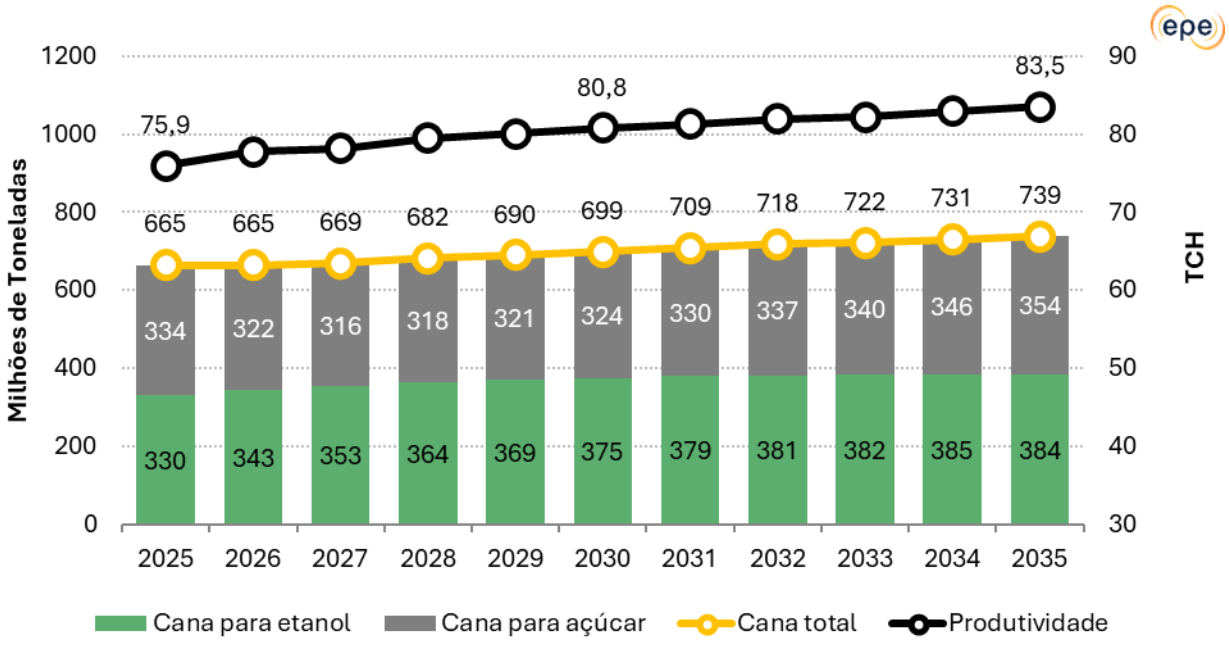
[90] A safra 2023/24 registrou recorde no processamento de cana-de-açúcar e produtividade (CONAB, 2025; EPE, 2025b).

Espera-se que a safra corrente 2025/26 tenha um bom desempenho, entretanto ligeiramente inferior ao apresentado no período anterior. O ano base de 2025 foi ajustado conforme o 1º Levantamento da Safra de Cana-de-Açúcar 2025/26 (CONAB, 2025) e as projeções de área e produtividade consideram o comportamento histórico[91] dessas variáveis.

Estima-se que a área total de colheita de cana será de 8,85 milhões de hectares em 2035, um crescimento de 0,1% [92] a.a. A produtividade atingirá 83,5 TCH, 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 1,1% a.a., atingindo 739 milhões de toneladas em 2035, conforme Figura 8-4. Assim, o percentual de cana destinada ao etanol será de 52% em 2035, com a maior demanda pelo biocombustível.

Figura 8-4 – Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Nota: Produtividade em ano safra

Fonte: Elaboração EPE

A divisão do ATR total da cana entre o açúcar e o etanol é feita considerando a 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 (kg/hab./ano) e está relacionado aos aspectos de renda, envelhecimento da população e mudanças de hábitos alimentares (FAO, 2012, 2024; ISO, 2024). Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil figura como o principal *player* [93], sendo responsável por aproximadamente 50% das exportações, seguido de Índia, Tailândia e UE (FAO, 2012, 2024).

[91] Para maior detalhamento, sugere-se consultar a publicação anual Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2025b).
[92] As taxas de crescimento apresentadas nesse capítulo referem-se ao período de 2025 a 2035.
[93] O Brasil é o maior supridor do comércio internacional de açúcar, tendo papel fundamental em momentos de reduções da oferta de outros produtores.

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada na Figura 8-5 e alcança 48,2 milhões de toneladas em 2035.

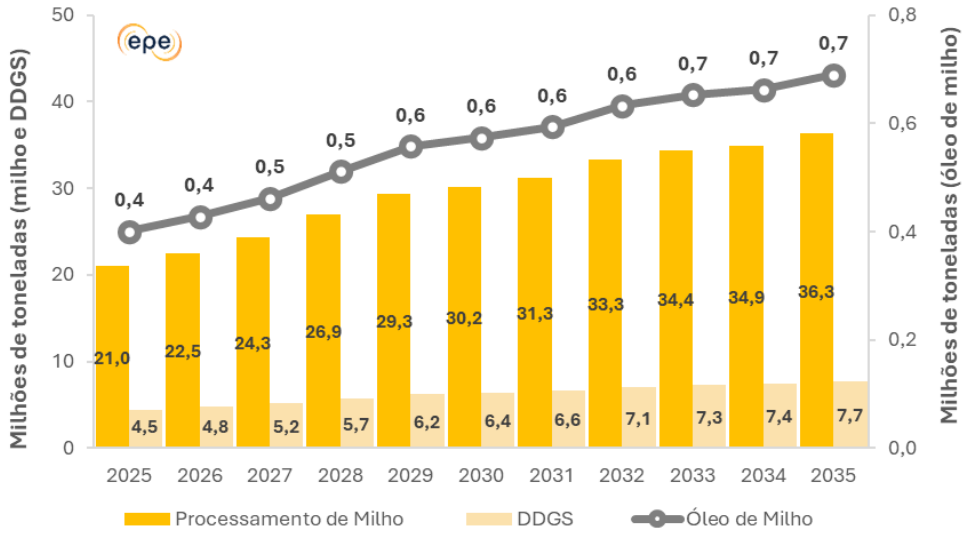
Figura 8-5 – Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: Elaboração EPE

Em relação ao etanol de milho, projeta-se que em 2035, o processamento alcançará cerca de 40 milhões de toneladas e os seus coprodutos[94], DDGS e óleo de milho atingiriam 7,7 milhões de toneladas e 0,7 milhões de toneladas, respectivamente, conforme Figura 8-6.

Figura 8-6 – Projeção do processamento de milho e coprodutos



Fonte: Elaboração EPE

[94] Adotou-se o fator de 0,212 tonelada de DDGS/tonelada de milho e 0,019 tonelada de óleo/tonelada de milho (UNEM, 2025).

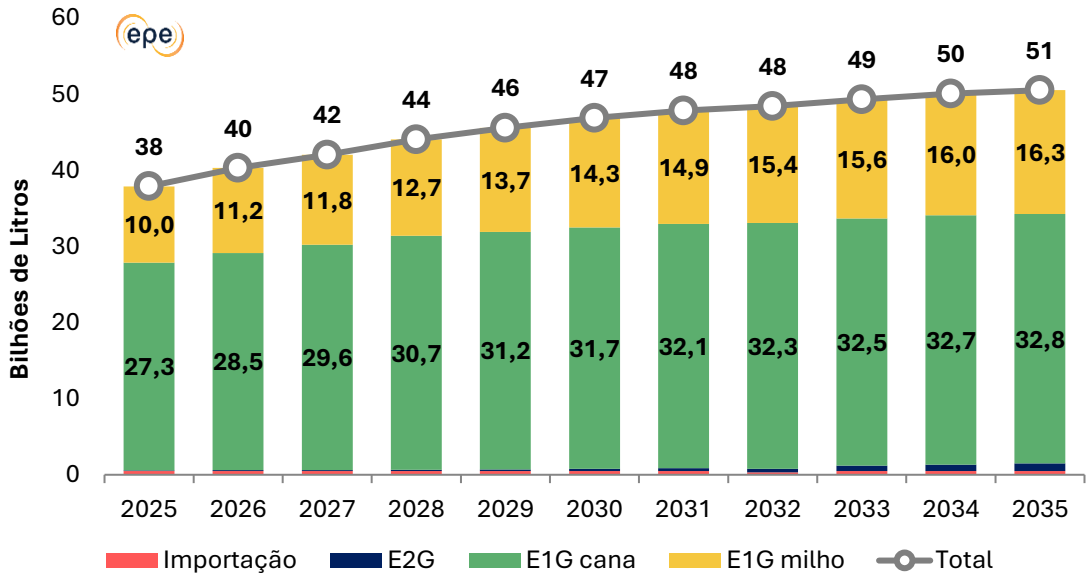
Com base nessas considerações, a oferta de etanol a partir da cana 1G alcança 32,8 bilhões de litros em 2035, mantendo sua relevância no setor de biocombustíveis. A produção de etanol 2G utilizará pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá atingir 1,0 bilhão de litros em 2035 [95].

O etanol de milho vem crescendo de maneira expressiva e, em 2024, sua produção foi de 7,6 bilhões de litros, o que equivale a cerca de 20% da produção nacional. Devido às suas características, estima-se que a sua relevância irá aumentar ao longo do período decenal, atingindo mais de 30% de participação em 2035.

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 2,9% a.a., alcançando 50,5 bilhões de litros em 2035, conforme apresenta a Figura 8-7. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 4,3% a.a., chegando a 36,1 bilhões de litros no final do período, enquanto estima-se que o anidro (nacional e importado) alcance 14,4 bilhões de litros com uma taxa de 0,1% a.a.

Figura 8-7 – Projeção da oferta total de etanol



Fonte: Elaboração EPE

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$ 730,1/tc[96]. Para a expansão das unidades existentes, o valor é de R$ 293/tc. Tais valores estão deflacionados em relação a dezembro de 2024.

[95] Fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco (RAIZEN, 2024).

[96] A atualização de preços dos valores de custo de investimento foi realizada através de metodologia revisitada, em que foram utilizados os seguintes índices: "IPA-OG-DI Máquinas e Equipamentos" para compra e instalação de equipamentos; "INCC" para obras e serviços civis e elétricos; e "IPA-OG-DI Produtos químicos" para capital de giro inicial. A fração total do CAPEX relativa a cada uma dessas categorias foi calculada a partir de valores típicos reportados em Sinnot & Towler (2020).

Com isso, os investimentos em capacidade industrial do setor sucroenergético serão da ordem de R$ 5,8 bilhões, referentes às novas unidades e expansões no período decenal (LNBR, 2022; ANP, 2025a; FGV, 2025; IBGE, 2025; MAPA, 2025). Os investimentos para a formação do canavial serão de aproximadamente 28 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 2024.

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$ 16,92/litro (RAÍZEN, 2021; IBGE, 2025). O montante projetado totaliza R$ 15,3 bilhões entre 2025 e 2035.

Para o etanol de milho, o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R$ 1,54/litro, enquanto para uma usina *full*, o valor é de R$2,66/litro (LNBR, 2022; IBGE, 2025). Com isso, o investimento estimado no decênio é de R$ 17,5 bilhões, deflacionados em relação a dezembro de 2024.

Os investimentos em capacidade produtiva de etanol totalizam R$ 38,5 bilhões, sendo adicionados R$ 28 bilhões relacionados à formação de canavial. Quando se considera a formação do canavial para açúcar[97] e etanol juntas, o total estimado é de R$ 53,3 bilhões.

8.2.3 Demanda total de etanol

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas combustível, uso não energético e aquela destinada à exportação ao mercado internacional.

Demanda do mercado interno

A demanda de etanol combustível (anidro e hidratado) no setor de transportes rodoviários parte de 35,2 bilhões de litros em 2025, cresce a 2,7% a.a. e atinge 46,2 bilhões de litros em 2035. O aumento da demanda de etanol combustível neste setor é devido à maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte pelos sinais positivos provenientes do RenovaBio e do Combustível do Futuro 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. Considera-se a adição de 30% de etanol anidro na gasolina C a partir de agosto de 2025, conforme Resolução CNPE nº 09 [98], de 25 de junho de 2025.

Adicionalmente, há outros usos energéticos do etanol (anidro e hidratado) que serão destinados para produção de SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) pela rota AtJ e de *bunker* para uso aquaviário, totalizando cerca de 1,0 bilhão de litros no final do horizonte de estudo.

Estima-se que o uso não energético (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e alcoolquímicos) se manterá no patamar de 1,0 bilhão de litros em 2035.

Demanda internacional

Para o mercado mundial de energia renovável, 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.

Em 2024, a produção global de etanol foi de 122 bilhões de litros, um aumento de 8,9% em relação a 2023 (112 bilhões de litros). Os dois principais produtores, Brasil e Estados Unidos, foram responsáveis por 81% da produção mundial do biocombustível (RFA, 2025). Neste ano, o

[97] Não foram considerados investimentos em ampliação da capacidade de cristalização.
[98] O percentual de anidro na gasolina C *premium* foi mantido em 25%.

Brasil exportou 1,9 bilhões de litros e importou 0,2 bilhão (MDIC, 2025), sob uma tarifa de 18% ao etanol importado (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 2022 [99]. 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 2024, o país produziu 61,4 bilhões de litros de etanol combustível (aumento de 3,8% em relação a 2023) e consumiram 54,0 bilhões de litros (EIA, 2025). O país consome o etanol combustível principalmente na forma da mistura E10, tendo também as misturas E15, a qual é aprovada para veículos montados a partir de 2001, e E85, mistura permitida somente para veículos *flex fuel* (EIA, 2024b). Neste ano, as exportações de etanol do país totalizaram 7,2 bilhões de litros, aumento de 33,2% em relação a 2023. Os principais destinos foram: Canadá (36%), Reino Unido (13%) e Índia (10%). Ao contrário dos anos anteriores, o Brasil representou menos de 1,0% das exportações estadunidenses, com apenas 0,5 milhão de litros importados (EIA, 2025b). Em relação à importação, os Estados Unidos importaram 0,4 bilhão de litros advindos do Brasil, uma queda de 7% em relação a 2022 (ME, 2025).

Anualmente, a Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency* – EPA) é a responsável por atualizar os volumes da RFS, alterando-os em relação aos valores originais estabelecidos na EISA. Em 21 de junho de 2023, a agência definiu a última alteração nos volumes da RFS, para os anos de 2023, 2024 e 2025 (EPA, 2023)[100].

Tabela 8-1 – Investimentos previstos e indicativos (em bilhões de litros)

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).

Além da EISA, os Estados Unidos possuem diversas leis de fomento a energia renovável e sustentabilidade. Merece destaque o Ato de Redução da Inflação (*Inflation Reduction Act* – IRA), de agosto de 2022, com o objetivo de reduzir o déficit orçamentário do governo estadunidense e,

[99] 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).

[100] Em 13 de junho de 2025, a EPA anunciou uma proposta de alteração dos volumes da RFS para os anos de 2025, 2026 e 2027. Nesta proposta, os volumes finais para biocombustíveis celulósicos, diesel de biomassa, avançados e biocombustíveis totais em 2027 ficam respectivamente: 5, 17, 36 e 93 bilhões de litros (EPA, 2025).

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 pretendia uma geração de eletricidade sem emissões a partir de 2035.

União Europeia

A União Europeia estabeleceu uma forte legislação para a segurança energética e sustentabilidade, com um especial atenção para o impacto causado na geração e uso da energia renovável, seja priorizando a utilização de fontes energéticas avançadas que não são produzidas a partir de gêneros alimentícios, ou com critérios específicos que visam inibir a geração de gases de efeito estufa – GEE – por uso indireto da terra[101]. O bloco tem como principal legislação a Diretiva 2018/2418, com última revisão de novembro de 2018. A diretiva revisada introduziu medidas 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.

O bloco adotou um conjunto de objetivos climáticos e energéticos para 2030, 2040 e 2050, o chamado Acordo Verde Europeu, no qual, o objetivo final é alcançar uma sociedade climaticamente neutra em 2050, ou seja, com geração líquida zero de GEEs. Para 2030, os objetivos climáticos são de mitigação de, no mínimo, 55% de geração de GEEs, comparados aos níveis de 1990, além de um consumo final energético de, no máximo, 763 MTep (com consumo primário energético máximo de 992,5 MTep) e uma participação de energia renovável no consumo final em, pelo menos, 42,5%. Para 2040, o bloco pretende alcançar um nível de mitigação de, pelo menos, 90% (CE, 2025).

Ásia

Em 2024, a China produziu e consumiu 4,5 bilhões de litros de etanol (RFA, 2025). 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, 2024). 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.

A Coreia do Sul importou 290 milhões de litros do Brasil em 2024, maior destino (41,4% do volume exportado) (MDIC, 2025). 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 2024, a Índia produziu 6,2 bilhões de litros de etanol, o terceiro maior produtor mundial (RFA, 2025). A principal legislação do país para o setor, o Plano Nacional de Biocombustíveis de 2018, visa reduzir a dependência indiana de combustíveis fósseis e promover o desenvolvimento sustentável por meio da promoção dos biocombustíveis. A lei estabelece o Programa de Mistura de Etanol na Gasolina, o qual impulsiona a produção do biocombustível a partir de diversas matérias-primas, como caldo de cana, melaço, milho etc. A lei também estabelece metas de

[101] Os critérios de uso indireto da terra levam em conta a geração de GEE por meio do deslocamento das culturas alimentícias para áreas nativas, com destruição da vegetação original e consequente diminuição da retenção de carbono atmosférico.

misturas de etanol, atualmente situada em E20 desde março de 2025. Em relação ao biodiesel, o país estabelece um marco de B5 para o ano de 2030 (USDA, 2024).

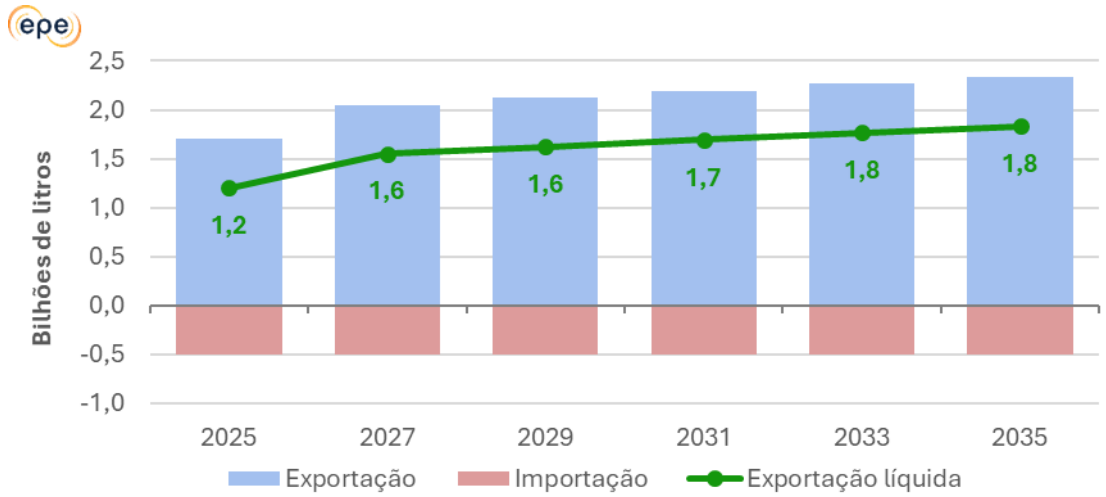
Projeções

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 37,4%, saindo de 1.700 milhões de litros em 2025 e alcançando 2.336 milhões em 2035. As importações permanecerão em 0,5 bilhão de litros por todo o período, com os EUA representando cerca de 60% dos volumes importados e Paraguai com 30% [102].

A Figura 8-8 apresenta as exportações e importações de etanol do período decenal.

Figura 8-8 – Exportações e importações de etanol do período decenal



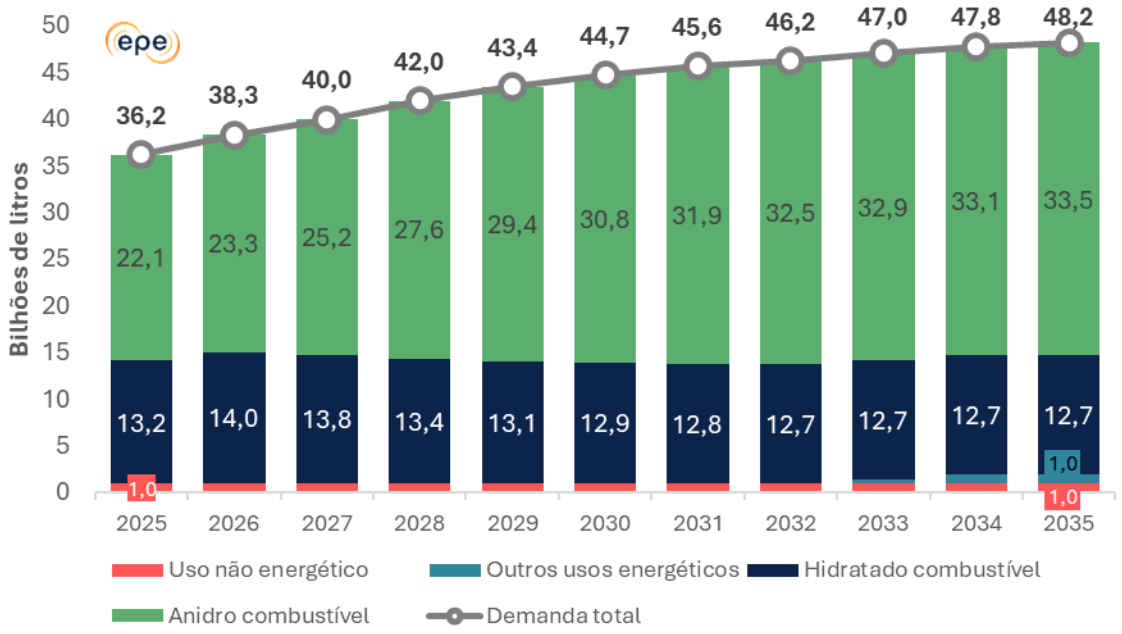
Fonte: Elaboração EPE

Demanda total

A Figura 8-9 consolida a demanda de etanol combustível para o setor de transportes rodoviário, para a produção de SAF e uso aquaviário (denominadas “outros usos energéticos”) e de uso não energético, a qual cresce a uma taxa de 2,9% a.a., alcançando 48,2 bilhões de litros em 2035, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado combustível. Quando somadas às exportações, o valor total da demanda de etanol é estimado em 50,5 bilhões de litros.

[102] Historicamente os Estados Unidos têm sido o seu principal fornecedor de etanol, com uma participação nos volumes importados acima de 95%, no período de 2010 a 2020. Porém nos últimos quatro anos, sua participação tem diminuído, ao mesmo tempo em que cresceram em importância países do bloco do Mercosul, como Paraguai e Argentina.

Figura 8-9 – Projeção da demanda total de etanol



Fonte: Elaboração EPE

8.2.4 Logística

O modo rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir custos energéticos e ambientais superiores aos dos 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 melhoria da eficiência do sistema de transporte.

Dentre as alternativas de transporte, destaca-se o modo dutoviário, em especial a rede de dutos da Logum Logística S.A, utilizando infraestrutura própria e de terceiros, com extensão total de aproximadamente 1.100 km[103], com capacidade anual máxima de transporte de até 9 bilhões de litros de etanol até 2030 (LOGUM, 2024, UDOP, 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 2024, o volume de etanol movimentado foi de 5,0 bilhões de litros, 16% a mais do que no ano anterior (LOGUM, 2025).

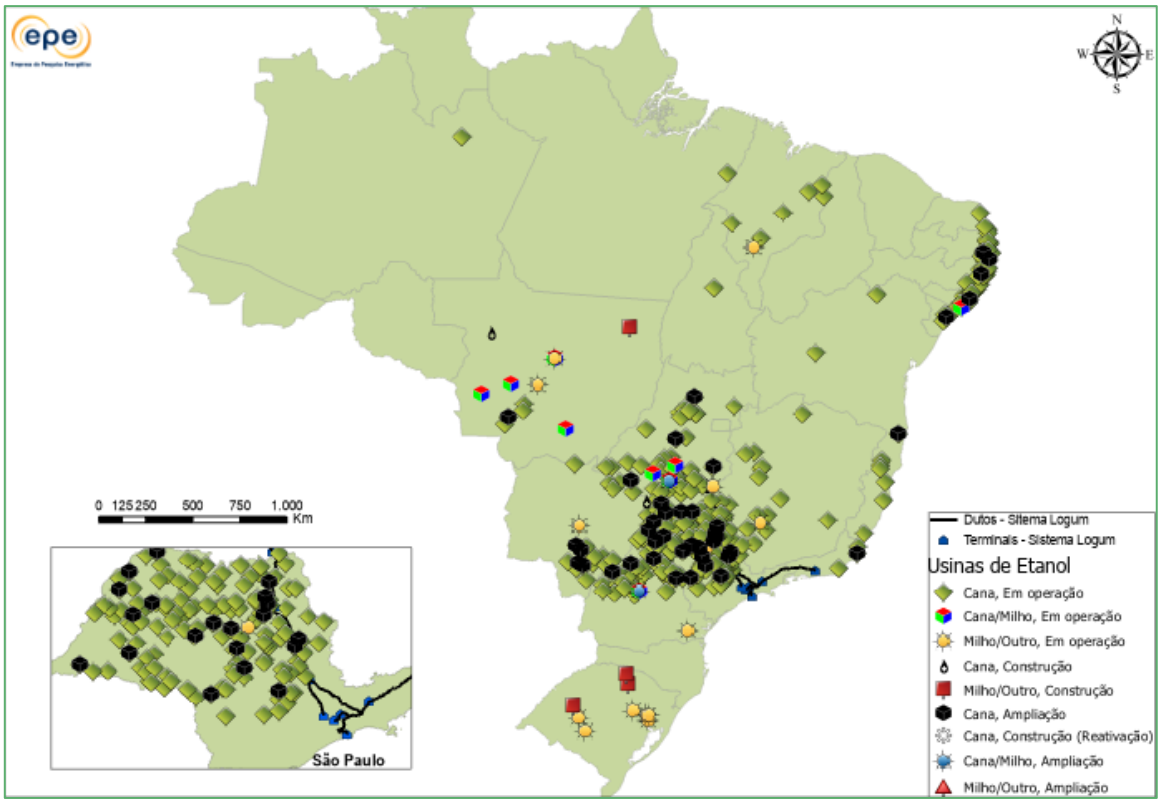
Em junho de 2025, o grupo Ultrapar concluiu obras de infraestrutura ferroviária para o escoamento do etanol de milho produzido, majoritariamente, na região Centro-Oeste, bem como para envio de derivados de petróleo para as empresas de agronegócio ali localizadas. A linha

[103] O projeto inicial contemplava a expansão dos dutos até o porto de Santos, e uma rede de 1.400 km. Contudo, não há informações sobre essa ampliação.

férrea ligará Paulínia (SP) a Rondonópolis (MT), totalizando 4,4 km de extensão, com capacidade de tancagem de cerca de 180 mil metros cúbicos (m^3) e poderá movimentar até 6 milhões de m^3 por ano (FORBES, 2025).

A Figura 8-10 apresenta a localização das unidades produtoras de etanol existentes e as projetadas, com destaque para os estados de São Paulo e Mato Grosso, assim como a infraestrutura dutoviária de escoamento do biocombustível, citada acima.

Figura 8-10 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



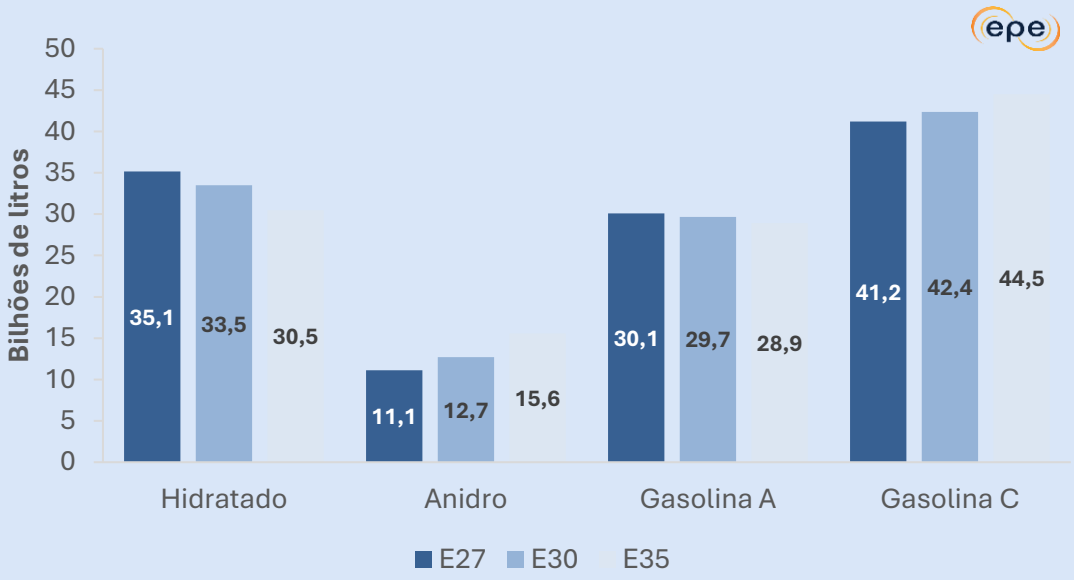
Fonte: EPE com base em (LOGUM, 2025), (MAPA, 2025).

Box 8.1	Análise de sensibilidade do teor de 35% de etanol anidro na gasolina C

A Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) estabelece que o percentual de adição de etanol anidro na gasolina C pode variar entre 22% e 35%. A Resolução CNPE nº 9, de 25 de junho de 2025, fixa o percentual de mistura de etanol anidro na gasolina C comum em 30%, a partir de agosto desse ano. Assim, essa análise de sensibilidade visa mostrar o reflexo de teores de anidro em 27%, 30% e 35% na demanda de combustíveis do ciclo Otto, a mesma do cenário adotado como referência para este plano. Para isso, considerou-se que não há alteração da oferta de etanol e da produção de açúcar, modificando-se apenas o teor de anidro a partir de agosto de 2025. Com a diminuição da demanda do combustível fóssil gasolina A, haverá redução de emissões de GEE. A Figura 8-11 apresenta os desdobramentos dessa modificação nas demandas de etanol hidratado, anidro e de gasolina A, mantendo-se tudo mais constante (*ceteris paribus*).

Box 8.1 Análise de sensibilidade do teor de 35% de etanol anidro na gasolina C

Figura 8-11 – Análise de sensibilidade E35 (em 2035)



Fonte: Elaboração EPE

Em relação ao percentual de anidro em 27%, a demanda de etanol hidratado terá uma redução de 4,7 bilhões de litros (13%) e a do etanol anidro, um aumento de 4,4 bilhões de litros (40%). Para a gasolina A, ocorre uma redução de 1,2 bilhão de litros (4%) e, para a gasolina C, o crescimento seria de 3,3 bilhões de litros (8%).

Quando a comparação é feita em relação ao teor de 30% de anidro, que estará vigente a partir de agosto de 2025, estima-se uma redução da demanda de etanol hidratado em 3,0 bilhões de litros (9%), enquanto a de anidro aumenta em 2,9 bilhões de litros (22%). Para a gasolina A, ocorre uma redução de 0,7 bilhão de litros (3%) e, para a gasolina C. o crescimento seria de 2,1 bilhões de litros (5%).

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 geração 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).

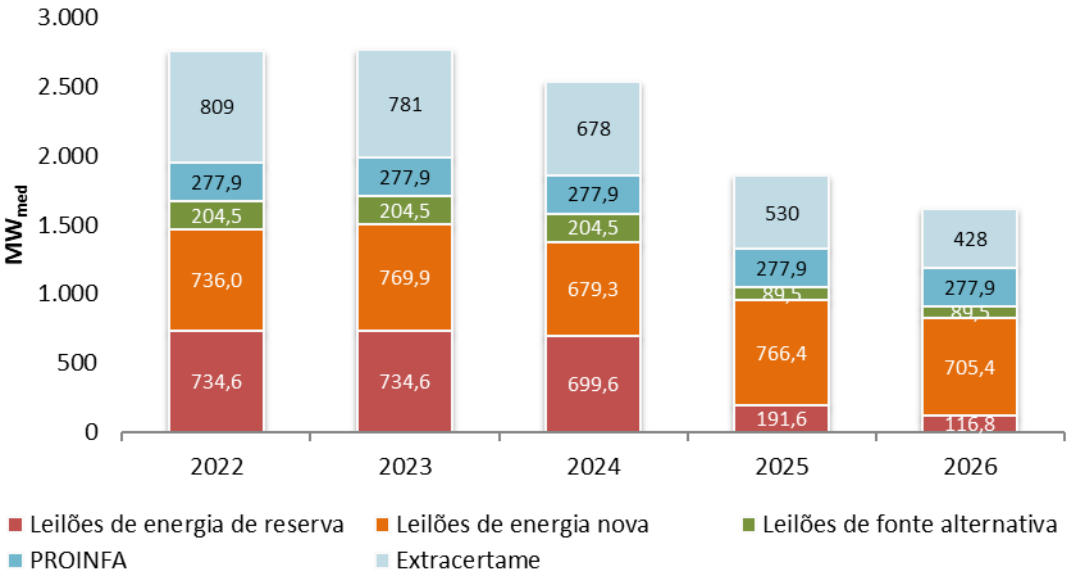
A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por

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 337 usinas sucroenergéticas em operação em 2024, cerca de 266 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 obstante 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 (ACL[104]) 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 426 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 8-12 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 8-12 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia



Nota: A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

Fonte: Elaboração EPE

[104] PL set 2022 mercado livre

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).

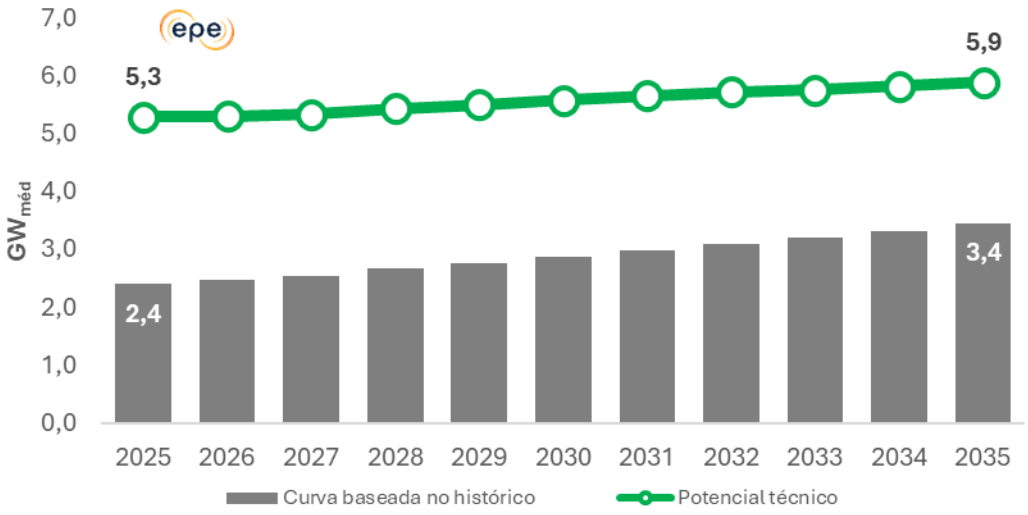
A Figura 8-13 apresenta a energia contratada no ACR e as projeções de exportação de eletricidade para os dois estudos: com fator de exportação atualizado das usinas vencedoras de leilões de energia (potencial técnico) e com fator de exportação baseado no histórico.

Observa-se que o potencial técnico atinge 5,9 GW_{med} em 2035, 2,5 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.

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 8-13 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR

Fonte: Elaboração EPE

8.4 Biogás e biometano

Neste item são apresentados conceitos, fundamentos e estimativas de potencial e expansão do biogás e do biometano, bem como análises de sensibilidade e investimentos.

8.4.1 Conceitos e aplicações

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/m^3, podendo ser consumido diretamente, ou tratado para separação e aproveitamento do biometano, cujo conteúdo energético é semelhante ao do gás natural (9.256 kcal/m^3) (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 (0,13%), 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 2024 alcançou 96,8 MW (ANEEL, 2025).

8.4.2 Fundamentos da expansão do biometano

Até julho de 2024, seis usinas detinham autorização da ANP para a produção de biometano e, em julho de 2025, o número se elevou para 12 unidades. 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. Esse mecanismo permite 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 Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) foi promulgada tendo dentre seus objetivos fomentar o maior uso e produção do biometano na matriz energética nacional. Nesse contexto, foi instituído o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que visa incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com vistas à descarbonização do setor de gás natural. O programa tem como instrumento metas anuais de descarbonização, definidas pelo CNPE e que devem vigorar a partir de 2026. O marco legal estabelece a obrigatoriedade dos produtores e importadores de gás natural adquirirem biometano ou o Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CGOB)[105] com base no seu volume de gás comercializado a partir de 2026. Essa ação provoca perspectivas de crescimento do mercado desse biocombustível.

O CGOB permite que os agentes obrigados comprovem a substituição de gás natural fóssil por biometano, mesmo quando o suprimento ocorre por meio de sistemas integrados de transporte ou distribuição de gás, viabilizando a contabilização dos atributos ambientais do combustível renovável e contribuindo para a operacionalização das metas de descarbonização estabelecidas para o setor.

A conjunção de fatores favoráveis ao biometano é refletida na expectativa de expansão no curto prazo. No início de abril de 2025, o número de plantas em construção com processo de autorização em andamento na ANP era de 37, com capacidade esperada de produção de 1.463 mil Nm^3 por dia de biometano. Caso implementadas, essas plantas se somariam às doze plantas autorizadas pela ANP nessa mesma data, que detinham capacidade conjunta de 697 mil Nm^3 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.

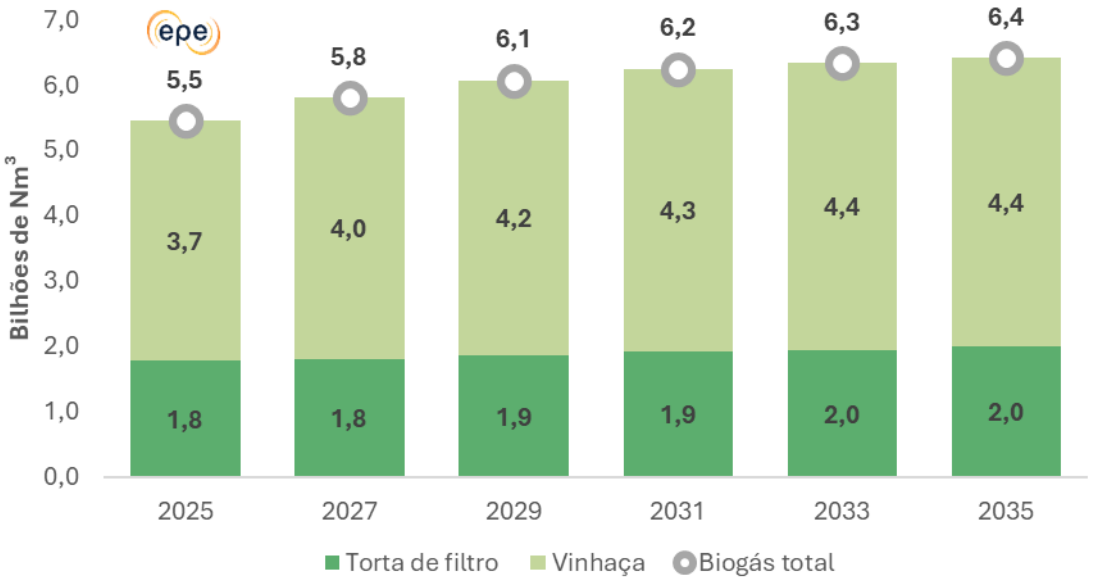
Atualmente, grande parte da vinhaça é usada para fertirrigação de áreas próximas às usinas. O longo período de uso desse resíduo pode causar salinização do solo pelo excesso de sais minerais, o que impulsiona seu aproveitamento para um novo fim. Cabe ressaltar que sua prévia biodigestão tende a melhorar 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

[105] Certificado de rastreabilidade lastreado em volume de biometano produzido e comercializado pelo produtor de biocombustível, emitido por agente certificador de origem credenciado pela ANP, que atesta as características do processo produtivo e que deve incluir, pelo menos, a origem do insumo para produção do biometano e a localização da produção, além de outros itens dispostos em regulamento.

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 2035, conforme observa-se na Figura 8-14, representando 3,5 bilhões de Nm^3 de biometano, equivalente a cerca de 10% do consumo de gás natural em 2024 (31,9 bilhões de Nm^3) (MME, 2024).

Figura 8-14 – Potencial de biogás com biomassa residual de cana-de-açúcar



Fonte: Elaboração EPE

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 2035 ao potencial do setor, representando 3 bilhões de Nm^3 de biometano. Isto totalizaria um potencial de 11,8 bilhões de Nm^3/ano de biogás e 6,5 bilhões de Nm^3 de biometano no final do horizonte.

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 2,0 GW médios em 2035.

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 GWmédio. Caso haja a purificação este volume

equivaleria a 1,7 bilhão de Nm^3. Considerando-se a utilização de uma parcela[106] 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 1,9 GW médio). Assim, de acordo com as projeções 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 31,5% desta demanda em 2035.

8.4.5 Outros setores

Estudos apontam que resíduos urbanos, da agricultura e da pecuária também podem ser direcionados para a produção de biogás/biometano. Além do sucroenergético, onde tal produção pode ocorrer de forma concentrada e em grande escala, demais resíduos também apresentam elevado potencial. Desta forma, no âmbito do potencial técnico, a plataforma SIEnergia considera, a partir de dados do IBGE para diversas culturas rurais por município e, do SINISA, resíduos urbanos, a estimativa destes resíduos para produção de biometano. Como o potencial é significativo, foi desenvolvido um modelo de otimização do aproveitamento dos resíduos rurais, para maximização de lucros, que permite o consórcio dos substratos orgânicos de vários municípios[107]. Para os cálculos da projeção foi considerado um fator de metanização para cada tipo de resíduo e as projeções decenais do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA).

Além disso, 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).

Consolidando os resultados obtidos, essas fontes podem agregar cerca de 170 bilhões de Nm^3 de biometano ao fim do período decenal. Avaliando a maior tangibilidade desta produção, considerou-se que apenas uma parcela do total de cada resíduo seria utilizada[108], e o volume final atinge assim 35 bilhões de Nm^3 de biometano, cerca de 50% da demanda de diesel A em 2035. Adicionando ao estimado para os produtos da cana, totaliza-se 41,5 bilhões de Nm^3 de biometano, o que representaria um potencial de substituição de cerca de 60% da demanda nacional de diesel A[109] ao fim do ciclo de estudo.

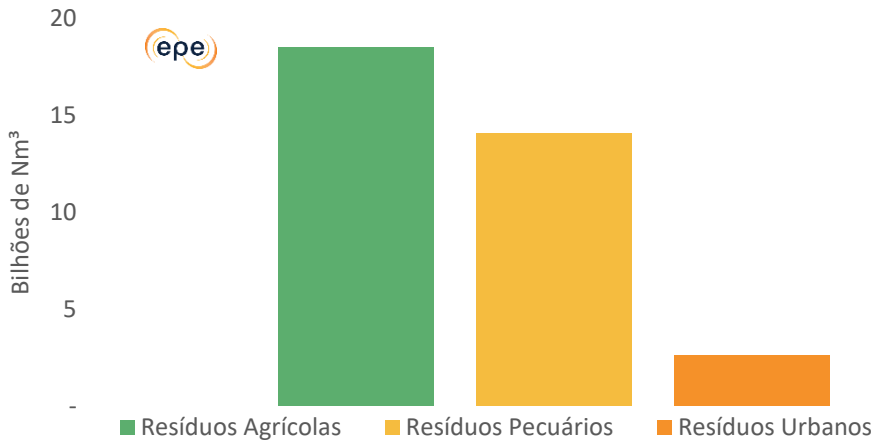
[106] De acordo com estudos realizados pelo PROJETO SUCRE (2019), a amplitude da quantidade de palhas e pontas que pode ser removida para fins bioenergéticos, sem comprometer a qualidade dos canaviais no Brasil varia: 19% em áreas de baixa aptidão à remoção; 57% em áreas de média aptidão; 77% em áreas de alta aptidão agroclimática. Neste exercício mais conservador, foi considerado o fator de 20%.

[107] A análise realizada para o ano de 2022 está disponível no "Fact Sheet", publicado em junho de 2025 (EPE, 2025), que considerou a receita de R$ 2,90/m^3 de biometano, o que torna traz viabilidade para cerca de 40% do potencial, cujo volume supera a importação de derivados.

[108] 80% dos resíduos da pecuária e urbano e cerca de 50% dos resíduos agrícolas.

[109] Equivalência energética: 1litro de diesel ~10m^3 de biometano.

Figura 8-15 – Potencial de produção de biometano das demais biomassas residuais em 2035



Fonte: Elaboração EPE
Nota: *80% dos resíduos urbanos e da pecuária, média 50% dos resíduos agrícolas

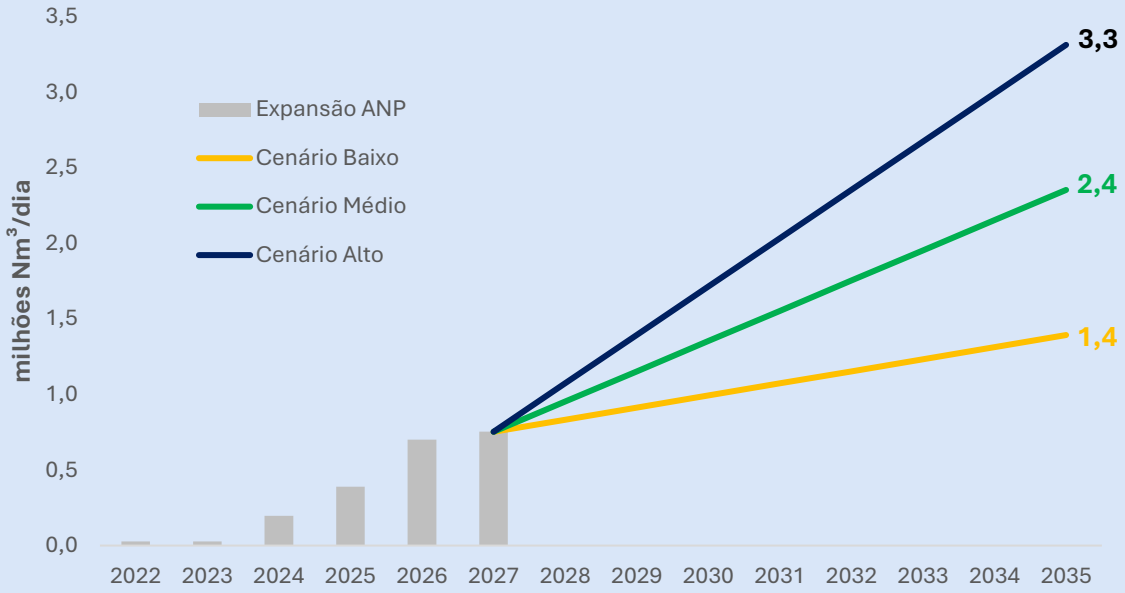
Box 8.2 Expansão da oferta de biometano do setor sucroenergético

À luz desse novo marco legal, a Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro), foi realizado um estudo de viabilidade considerando que haverá um crescimento mais acelerado do volume de biometano, passível de ser produzido por meio de diversas fontes e que estará disponível também para atendimento das metas estabelecidas na Lei. Neste sentido, a EPE considerou o histórico de unidades do setor sucroenergético já autorizadas pela ANP e estimou volumes para o horizonte do PDE 2035, de modo a atender uma parcela da demanda estimada a partir da média móvel de dez anos de demanda do gás natural para o horizonte de estudo.

Assim, essa análise de sensibilidade indica como as políticas públicas podem fomentar a cadeia de valor de um energético renovável, contribuindo para diminuir a participação de fósseis na matriz energética brasileira. Além disso, o potencial estimado para o fim do período decenal representa cerca de 4% da demanda total de diesel nacional, da mesma magnitude ao estimado para as análises de potencial acima. Somados, o montante energético seria possível atender a cerca de 5% da demanda total de diesel A, afetando positivamente a balança comercial brasileira.

Box 8.2 Expansão da oferta de biometano do setor sucroenergético

Figura 8-16 – Análise de sensibilidade do setor sucroenergético



Fonte: Elaboração EPE

8.4.6 Investimentos

Considerando as solicitações de construção e ampliação de usinas de biometano registradas na ANP (ANP, 2025c), nota-se a aceleração dos projetos nos últimos anos. No total, 36 têm previsão de implantação até o ano de 2035, dentre as quais sete têm como insumo resíduos de origem sucroenergética.

Com base nas informações das solicitações de enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), foram obtidos fatores de investimentos específicos para cada planta, replicando-os para projetos sem informações. Dessa forma, para os anos contemplados neste PDE, contabilizam-se 37 projetos que entrarão em funcionamento (implementação e/ou ampliação). Eles totalizam uma capacidade de produção de 1,5 milhão Nm^3/dia e CAPEX de R$ 5,4 bilhões (ANP, 2025c; BNDES, 2025), o que resulta em um fator de investimento de R$ 3.726,58 por Nm^3/dia.

8.5 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 com base em três pilares: o social, o ambiental e o econômico. Em 2025, o PNPB completou 20 anos, contribuindo ao longo deste período para o fortalecimento da sustentabilidade e para o aumento da segurança energética nacional, para a redução da importação de diesel fóssil e para o estímulo à agricultura familiar, garantindo renda, apoiando a inclusão social das famílias

produtoras e sua inserção na economia formal. Até dezembro de 2024, foram comercializados 76,6 bilhões de litros de biodiesel pela indústria nacional (ANP, 2024b) (ANP, 2024c).

O percentual mandatório vigente no Brasil foi de 14% até julho de 2025, com alteração para o teor de 15% a partir de 1º de agosto, conforme resolução CNPE nº 8, de 25 de junho de 2025. 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 legislação vigente, o CNPE poderá fixar e ajustar o percentual obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional entre os limites de 13% e 25%, desde que constatada a viabilidade técnica para teores superiores a 15%, e mediante decisão fundamentada, por motivo justificado de interesse público (BRASIL, 2024).

Há ainda a possibilidade do uso voluntário (autorizativo) deste biocombustível 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.

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, óleos de algodão, milho e 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). Apesar da safra de 2024 (154,4 milhões de toneladas) ter apresentado uma pequena queda em relação à de 2023 (160,3 milhões de toneladas), a previsão para 2025 é uma safra recorde acima de 170 milhões de toneladas (ABIOVE, 2025). As exportações de soja em grão em 2024 foram de 98,8 milhões de toneladas, 3,0% inferior à exportação no ano anterior (ABIOVE, 2025). Nesse ano, a produção de óleo de soja foi de 11,3 milhões de toneladas, sendo 9,9 milhões para consumo interno, inclusive para biodiesel e uso alimentício (ABIOVE, 2025).

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) e atualmente responde por 14,95% no *mix*. O sebo bovino é a terceira matéria-prima isolada utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, com uma participação média de 6,39% em 2024. As demais gorduras (porco e frango, óleo de fritura usado) representam uma participação de 5,6% no mesmo ano.

Embora a palma seja considerada uma cultura importante para produção de biocombustíveis, a participação da palma no *mix* de produção de biodiesel teve uma redução significativa, de 2,48% em 2023 para 0,73%.

Destaca-se que o óleo de milho emergiu como um potencial insumo a ser agregado às matérias-primas para a produção deste biocombustível, ainda com uma modesta participação de apenas 0,58%. Este montante poderá aumentar devido a disponibilidade desse insumo, advindo como coproduto das usinas de etanol de milho 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 de 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 dos óleos de palma e de milho. No entanto, o aproveitamento em larga escala dos óleos residuais enfrenta desafios importantes, especialmente relacionados à logística de coleta e à separação adequada do material. A dispersão geográfica das fontes geradoras, aliada à falta de infraestrutura adequada e de sistemas eficientes de coleta seletiva, dificulta a consolidação desse insumo como uma alternativa mais expressiva no setor.

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.

Com o objetivo de aumentar a pluralidade dos insumos para a produção de biodiesel, por meio da Resolução nº 1/2025, o CNPE instituiu um GT para estudar vias de diversificar as matérias-primas e incluir agricultores familiares e pequenos produtores na produção de biocombustíveis. Além disso, visa promover o desenvolvimento regional, principalmente no Norte, Nordeste e Semiárido, dentre outros. Observa-se que o proposto por este marco regulatório converge com os objetivos do Selo Biocombustível Social (SBS), que atesta que as matérias-primas podem "impulsionar o fortalecimento e o desenvolvimento sustentável da agricultura familiar e das suas organizações como contribuição para a diversificação produtiva, para a redução das desigualdades, para a mitigação de impactos climáticos e para a promoção da segurança energética e da segurança alimentar". Mais detalhes do SBS são apresentados a seguir.

8.5.2 Selo Biocombustível Social e agricultura familiar

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)[110], 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%. Posteriormente, a Portaria Interministerial MME/MDA nº 03/2023 estabeleceu mecanismos de incremento ao fomento e aquisições provenientes da Agricultura Familiar para o PNPB, para

[110] 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.

as Regiões Norte, Nordeste e Semiárido. Os dispêndios no âmbito do Selo, nessas regiões, devem ser de pelo menos 10% em 2024, 15% em 2025 e 20% a partir de 2026.

Ademais, a Portaria conjunta estabeleceu diretrizes para a reestruturação do Selo Biocombustível Social com vistas ao incremento ao fomento e às aquisições de matérias-primas da agricultura familiar para essas regiões de maior vulnerabilidade social. As diretrizes baseadas em transparência, fomento à inclusão produtiva da agricultura familiar e integração de políticas públicas voltadas para a segurança energética e alimentar foram fundamentais para o estabelecimento do ambiente regulatório propício ao cumprimento das metas, com menor impacto à sociedade e à agricultura familiar, em consonância aos objetivos do PNPB.

Parte desse novo ambiente regulatório se concretizou com a publicação do novo decreto do Selo, o Decreto nº 11.902/2024. O antigo decreto que regulamentava o Selo (Decreto nº 10.527/2020) restringia que o produtor de biodiesel, para fazer jus ao Selo, deveria adquirir da agricultura familiar a matéria-prima para a produção nacional de biodiesel, inviabilizando o acesso de muitos produtores ao programa. O principal ajuste trazido pelo Decreto 11.902/2024 foi a ampliação do leque de opções de produtos a serem adquiridos da agricultura familiar, possibilitando o aproveitamento das vocações locais e ainda o fomento pelo setor produtivo na produção de novas culturas, com foco nas regiões Norte, Nordeste e Semiárido. Acrescenta-se que os produtos a serem adquiridos, não necessariamente estão ligados à cadeia do biodiesel.

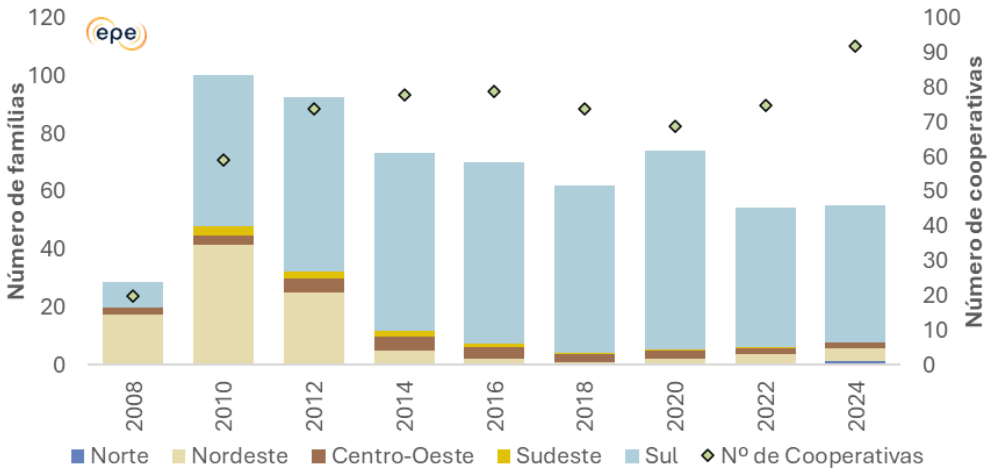
Avanços regulatórios são observados com o disposto na Portaria MDA nº 28/2024, em vigor a partir de julho de 2024, e que define que a concessão do Selo Biocombustível Social será mantida para cada produtor de biodiesel que comprovar, anualmente, percentual mínimo ponderado de dispêndios para a agricultura 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. Além disso, essa diretriz passou a permitir, nas regiões Norte, Nordeste e no Semiárido, que produtores de biodiesel também adquiram outros produtos da agricultura familiar, não necessariamente voltados à produção de óleos vegetais. Essa medida visa fomentar a reestruturação produtiva local, fortalecer a agricultura familiar e a produção de alimentos, além de permitir a agregação de mais famílias à base produtiva do biodiesel em regiões com baixa aptidão para culturas oleaginosas.

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. Esse 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.

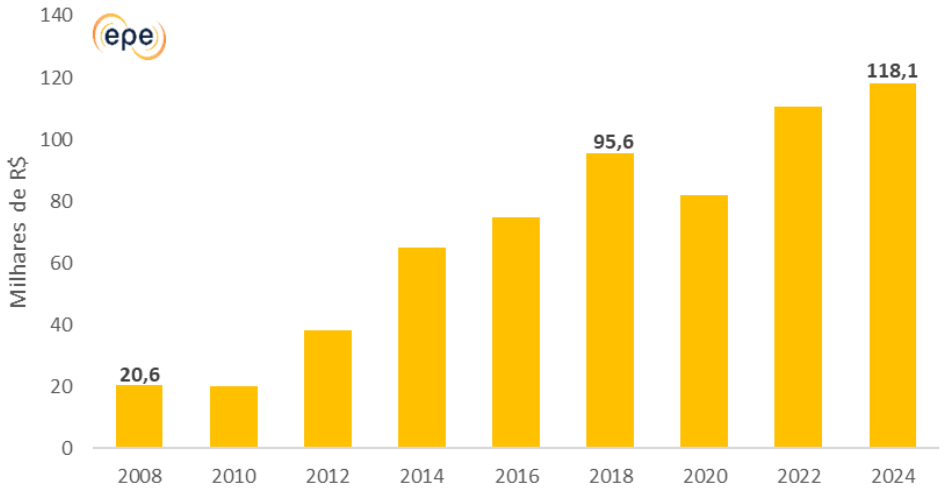
Observa-se que desde o início do PNPB, uma exigência para a obtenção do Selo Biocombustível Social (SBS) é a aquisição de matérias-primas da agricultura familiar. Como já mencionado, um dos pilares do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) é a inclusão da agricultura familiar na produção de matérias-primas para o biodiesel, promovendo sua inserção na transição energética justa e inclusiva, contribuindo para a distribuição de renda e valorizando o aspecto cooperativo dessas atividades. Além disso, a participação da agricultura familiar é incentivada por meio de ações como a contratação de serviços de Assistência Técnica e Extensão Rural (ATER), celebração de contratos antecipados e pagamento de preços superiores aos de mercado.

As Figura 8-17 (a) e (b) apresentam, respectivamente, a evolução dos indicadores de cooperativas e famílias da agricultura familiar e renda por família participante.

Figura 8-17 – Número de cooperativas e famílias agricultura familiar (a) e renda bruta anual (b)



(a)



(b)

Nota: Valores constantes em dezembro de 2024.

Fonte: Elaboração EPE com base em MDA (2025)

Sendo assim, o PNPB tangencia diferentes Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030, como erradicação da fome, melhoria na qualidade de vida, aumento de renda, redução de desigualdade social, desenvolvimento de uma agricultura mais produtiva e sustentável, além da produção de um biocombustível renovável, que contribui para a mitigação de efeitos das mudanças climáticas.

8.5.3 Demanda de biodiesel

Em 2024, a demanda de diesel A foi de 58,0 bilhões de litros e a de biodiesel de 9,1 bilhões de litros, o que totaliza um volume de 67,1 bilhões de litros de diesel B. Estima-se que o combustível comercial chegue a 82,5 bilhões de litros em 2035 e, considerando o percentual de mistura obrigatória de 15%, conforme resolução CNPE nº 8/2025, a demanda do biocombustível (parcela obrigatória) alcançaria 12,4 bilhões de litros.

Em relação ao panorama internacional, foram produzidos 86,7 bilhões de litros de biodiesel FAME (*Fatty acid methyl ester*) e diesel renovável[111] em 2024, dos quais o Brasil contribuiu com 9,2 bilhões (10,6%), sendo o segundo maior produtor, ultrapassando os Estados Unidos com 6,3 bilhões de litros (7,3%) e atrás somente da Indonésia, com 14 bilhões de litros (16,3 %) (EIA, 2024b) (IEA,2024).

O consumo do biodiesel na Indonésia é impulsionado por mandato de mistura, que passou de 35% para 40 % (B40) a partir de março de 2025 (USDA, 2025). O programa indonésio de biodiesel é financiado por fundos de impostos sobre exportações de óleo de palma. As exportações indonésias de biodiesel 2024 são estimadas em 0,63 bilhão de litros (USDA, 2025).

Os Estados Unidos utilizam o biodiesel com percentual de mistura variável, até no máximo a mistura B20 [112] em alguns estados. Em 2024, foram produzidos 6,3 bilhões de litros e consumidos 7,3 bilhões, com uma importação líquida de 1 bilhão de litros (EIA, 2024a).

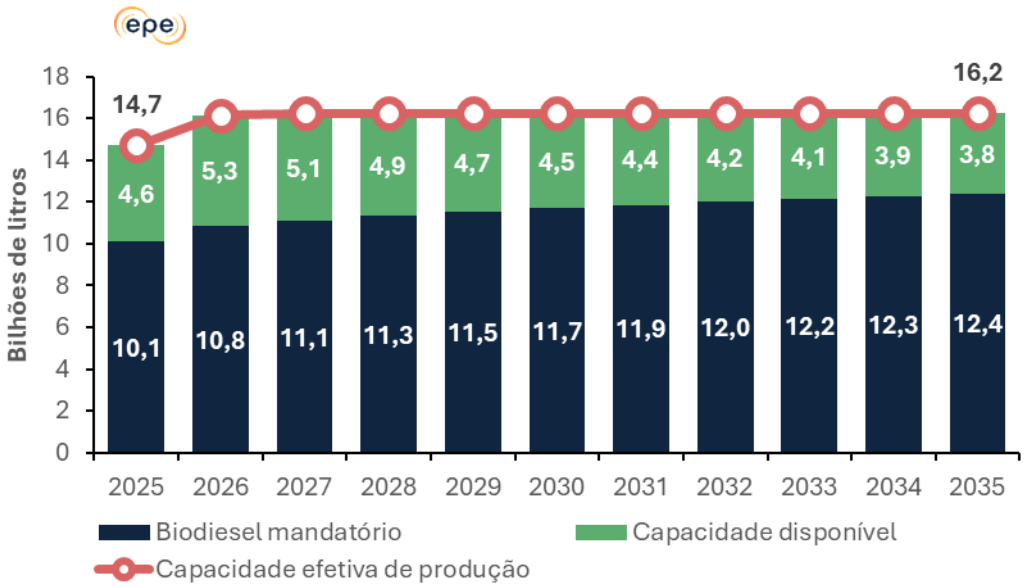
Posto que a capacidade instalada de produção de biodiesel é superior à necessidade de atendimento à demanda obrigatória, o excedente pode ser direcionado para que a produção de biodiesel atenda outras aplicações, como no setor aquaviário (nacional e *bunker* exportação), conforme indicado no Item 8.5. Esta é uma das alternativas mais viáveis para atender às metas propostas de redução de emissões e particulados nestes setores. O biodiesel é um combustível já difundido no país e com capacidade instalada de produção, que pode ser utilizado para atingir esse objetivo de forma mais ágil no curto prazo. Estima-se que em 2035, esse consumo adicional possa alcançar 1,5 bilhão de litros para atendimento destes setores. 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.

Considerando a capacidade efetiva projetada para 2035, será possível atender à demanda estimada para este ano. Vale ressaltar que foram consideradas para cálculo da capacidade efetiva ao fim do período decenal as atuais solicitações de ampliação e construção das unidades produtoras registradas na ANP (2025d), 2,3 bilhões de litros, cujos investimentos estimados são da ordem de 1,26 bilhão de reais.

[111] 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.

[112] 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).

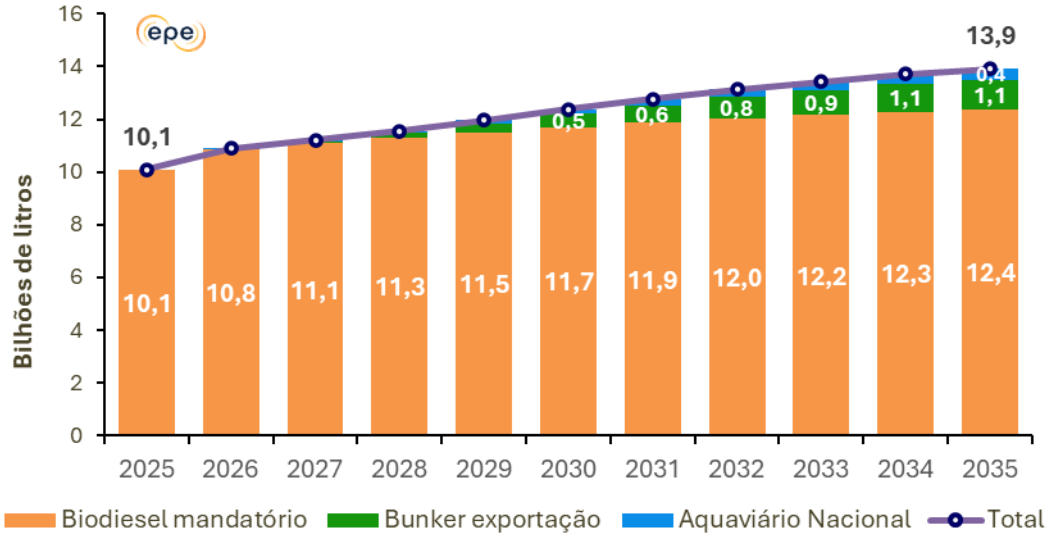
Figura 8-18 – Capacidade instalada de produção de biodiesel x demanda obrigatória de biodiesel



Fonte: Elaboração EPE a partir ANP (2025)

A Figura 8-19 apresenta a projeção do consumo de biodiesel de acordo com mandatório fixado na Resolução CNPE nº 8/2025, acrescida da projeção de biodiesel a ser adicionado ao aquaviário nacional e ao *bunker* de exportação.

Figura 8-19 – Projeção do consumo total de biodiesel



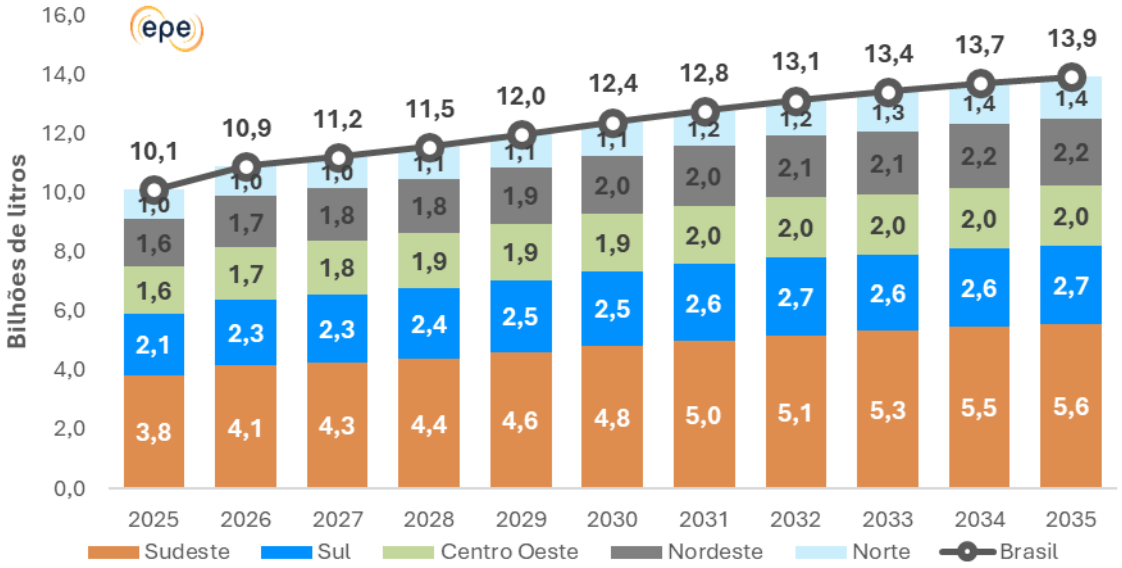
Fonte: Elaboração EPE

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 78 mil litros e importou 17 mil de litros de biodiesel (MDIC, 2025). Mesmo não sendo volumes significativos, isto pode indicar 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 (BIODIESELBR, 2022).

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 considerado o percentual de 15% de biodiesel no diesel B, estabelecido pela Resolução CNPE nº 8/2025 [113]. 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 8-20.

Figura 8-20 – Demanda total de biodiesel (incluso bunker)



Nota: Inclui biodiesel para o setor aquaviário (hidroviário e Bunker doméstico e internacional)

Fonte: Elaboração EPE

A capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2025 e 2035 estão dispostos na Tabela 8-2.

[113] 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 14.993/2024 (BRASIL, 2024).

Tabela 8-2 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2025 e 2035

2035	Milhões de litros				
Região	**Capacidade Efetiva**	**Consumo Obrigatório**	**Balanço**	**Consumo Total**	**Balanço**
Norte	924	1.389	-465	1.431	-507
Nordeste	1.258	2.127	-869	2.234	-976
Centro-Oeste	6.790	2.043	4.747	2.043	4.747
Sul	6.184	2.408	3.776	2.653	3.531
Sudeste	1.073	4.836	-3.763	5.555	-4.482
Brasil	**16.228**	**12.803**	**3.425**	**13.916**	**2.312**

Nota 1: Consumo estimado para 2035, com base em dezembro/2024 (incluso bunker).

Fonte: EPE com base em (ANP, 2024c).

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 2035 para atendimento das respectivas demandas projetadas.

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 continua 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), será necessário um aumento de cerca de 10% na capacidade atual de processamento, 72,3 milhões de toneladas por ano em dezembro de 2024 [114], ponderando que a soja seguirá respondendo à sua média histórica de 70% na cesta de matérias-primas utilizadas para produção do biodiesel. Considerando estimativas de implantação de unidades com capacidade de 4.000 t/dia (ABIOVE, 2024), estimou-se que será necessário implantar 10 novas unidades de processamento de soja, o que representaria um investimento de R$ 8,6 bilhões até 2035.

Essas estimativas não contemplam a demanda por óleo destinado à exportação nem outros possíveis usos. Ressalta-se também que os investimentos necessários para o processamento de outras oleaginosas não foram incluídos, apesar da existência de políticas públicas voltadas à diversificação dos insumos e à valorização das biomassas regionais.

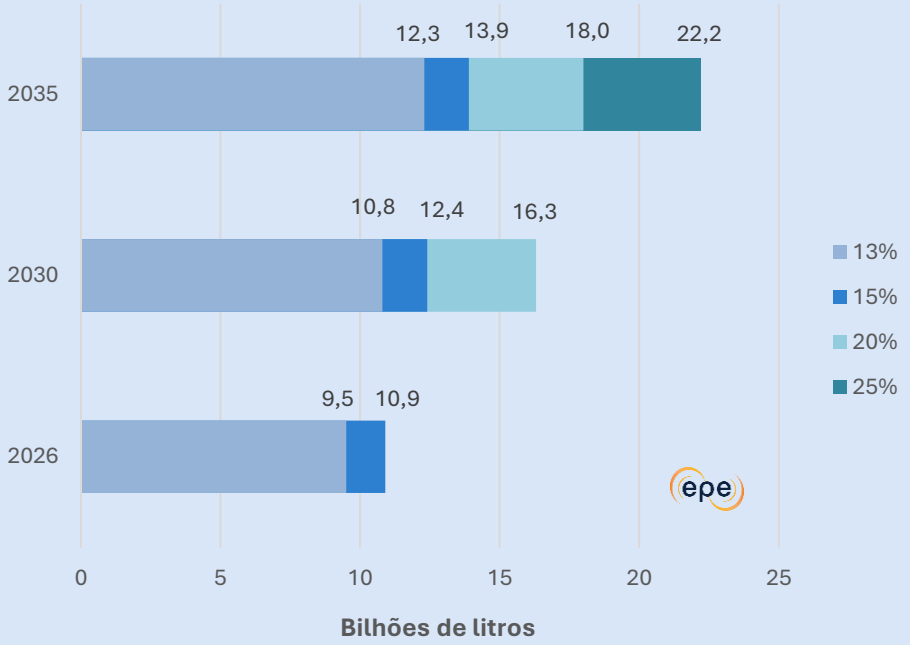
[114] Destaca-se que ao final do período o fator de utilização chega a 92% da capacidade nominal, o que indica a necessidade de investimentos após o período decenal.

Box 8.3 Análise de sensibilidade para o biodiesel

A Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) estabelece que o percentual de mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel pode variar entre 13% e 25%, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público. Com base no disposto na Lei, foi realizada uma análise de sensibilidade para a demanda de biodiesel através da elaboração de trajetórias alternativas para o percentual mandatório do biodiesel dentro dos limites estabelecidos em lei, para verificar possíveis alternativas ao abastecimento nacional de combustíveis do ciclo Diesel. A seguir são descritas as trajetórias consideradas e os resultados são apresentados na Figura 8-21.

- Trajetória 1: Percentual de mistura permanece em 13% em todo o período.
- Trajetória 2: Percentual de mistura permanece em 15% em todo o período.
- Trajetória 3: Percentual de mistura partindo de 15% e aumentando 1% ao ano até atingir 20% em 2030, permanecendo neste percentual até 2035.
- Trajetória 4: Percentual de mistura partindo de 15% e aumentando 1% ao ano até atingir 25% em 2035.

Figura 8-21 – Trajetórias para a demanda de biodiesel



Fonte: Elaboração EPE

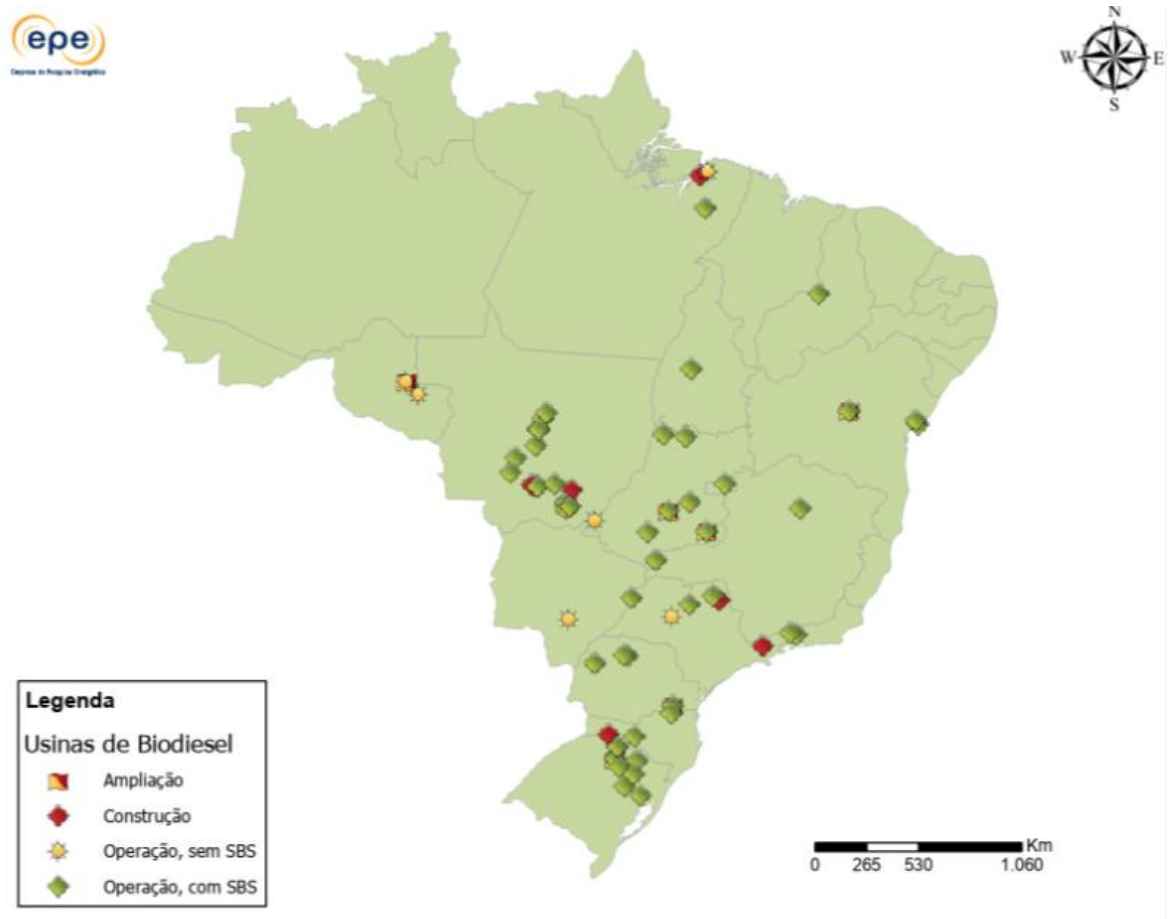
Na primeira trajetória a demanda de biodiesel pode variar de 9,5 bilhões de litros em 2026 chegando ao fim do período decenal com 12,3 bilhões de litros. Na segunda trajetória, a demanda em 2026 seria de 10,9 bilhões de litros, chegando a 13,9 bilhões em 2035. A terceira trajetória considera o aumento 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 16,3 bilhões de litros em 2030 e 18,0 em 2035. A quarta trajetória considera o aumento de 1% a.a. a partir de 2026 até atingir 25% em 2035, atingindo um volume de 22,2 bilhões de litros. Observa-se que a demanda de biodiesel é crescente em todos os cenários, em virtude do aumento da demanda ciclo Diesel neste horizonte de estudo.

8.5.4 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual localização das usinas de produção autorizadas pela ANP está apresentada na Figura 8-22, identificando-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 contribuirá para a eficientização deste sistema. 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 8-22 – Localização das usinas de biodiesel



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.

Box 8.4 Biocombustíveis do ciclo Diesel

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 diesel verde, do tipo HVO, e SAF (pela rota HEFA) utilizando matérias-primas conhecidas, como o óleo de soja, e, ainda, com perspectiva para utilizar óleos de palma e de macaúba. Considerando o exposto no Item 8.6, estima-se que a produção consorciada de HVO seja de 860 milhões de litros em 2035 e estimou-se que, prioritariamente, seu destino será o mercado externo.

A Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) estabelece 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 intensidade de carbono. A Petrobras, através do Programa BioRefino, já produz 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 Combustíveis sustentáveis de aviação

A aviação mundial é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2,5% do total de GEE no mundo (IEA, 2025). Nesse contexto, a Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO – *International Civil Aviation Organization*) 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 CO_2 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 nº 856/2021 (ANP, 2021).

Nacionalmente, o Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024), promulgado em outubro de 2024, instituiu o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), que tem como objetivo incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso energético, na matriz energética brasileira, dos combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). No referido programa, os operadores aéreos ficam obrigados a reduzir as emissões de GEE em suas operações domésticas por meio do uso de SAF, conforme percentuais mínimos de redução, que partem de 1% em 2027 e chegam a 10% em 2037 [115]. De acordo com a Lei, a intensidade de carbono das diferentes rotas de SAF será avaliada por meio da metodologia de análise de ciclo de vida (ACV) do poço-à-queima.

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, além da Lei do Combustível do Futuro existem outras 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). Adiciona-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, em iniciativa conjunta da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com apoio do setor privado, foi criada 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, no Rio Grande do Norte (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 m^3 utilizará biogás para produzir SAF pela rota Fischer-Tropsch e tem início de operação estimado para 2025 (GEO, 2024; COPERSUCAR, 2024).

Projetos em escala comercial também foram anunciados nos últimos anos. A Petrobras incluiu em seu planejamento estratégico 2025-2029 o direcionamento de recursos para unidades de biorrefino com foco na produção de SAF. Na carteira de implementação, consta a unidade de produção de SAF e HVO pela rota HEFA na refinaria RPBC, em Cubatão (SP). A planta tem previsão de entrada em operação em 2029 e capacidade nominal de 15 mil barris por dia, ou 870 mil m^3 por ano. Na carteira de avaliação, a empresa anunciou mais uma planta HEFA para produção de SAF e HVO no Complexo Boaventura, Itaboraí (RJ). A unidade, com capacidade nominal de 19 mil barris por dia, ou cerca de 1.100 mil m^3 por ano, tem início da operação esperada a partir de 2032.

[115] Poderão ser admitidos meios alternativos para cumprimento das metas. Além disso, o CNPE poderá alterar os percentuais mínimos, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público.

Ainda na carteira de avaliação, a Petrobras vislumbra a produção de SAF através do processamento de etanol pela rota ATJ na refinaria REPLAN, em Paulínia (SP). Essa planta poderia entrar em operação em 2034 com capacidade nominal de 10 mil barris por dia, ou 580 mil m^3 por ano.

Antes da entrada em operação das plantas dedicadas à produção de SAF e HVO, a Petrobras planeja introduzir o SAF coprocessado no mercado. Essa estratégia busca aproveitar as unidades de processo que já existem nas refinarias e, paralelamente, fornecer uma parcela de SAF para atendimento dos primeiros anos dos mandatos de redução de emissões do ProBioQAV e CORSIA. Nesse sentido, a Petrobras deve implementar a rota do coprocessamento já em 2025, com a expectativa de produzir 6,5 mil m^3/ano de SAF na refinara REGAP, 12 mil m^3/ano na REVAP e 3,5 mil m^3/ano na REDUC. A partir de 2027, o coprocessamento também passaria a acontecer na REPLAN com capacidade de 32 mil m^3 de SAF por ano, volume que deve aumentar para 54 mil m^3/ano em 2028 após adequações operacionais na unidade[116].

Além dos projetos da Petrobras, a refinaria Riograndense, localizada no Rio Grande do Sul, anunciou o investimento em uma unidade HEFA para produção de SAF e HVO a partir de 2028. A capacidade nominal da planta é de 15 mil barris por dia, ou 870 mil m^3 por ano. Por fim, a Acelen Renováveis anunciou o investimento em uma unidade de 1.000 m^3/ano para produção de SAF e HVO anexa à refinaria de Mataripe, na Bahia. A planta tem previsão de entrada em operação em 2027, também pela rota HEFA, com utilização de óleo de soja e milho na primeira fase, e óleo de macaúba no futuro

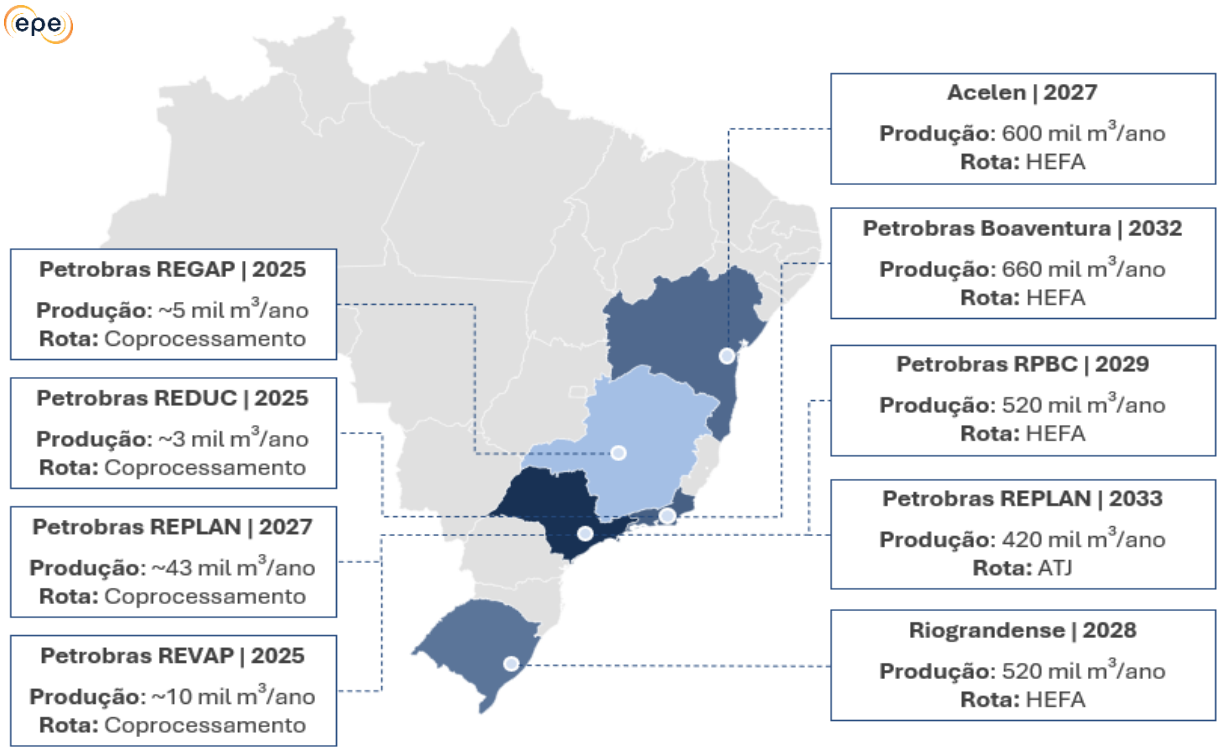
Estima-se que os investimentos associados à produção de SAF e HVO das plantas anunciadas pela Petrobras, Acelen e Riograndense sejam da ordem de R$ 30 bilhões, para uma capacidade produtiva flexível entre SAF e HVO[117].

8.6.1 Oferta e demanda de SAF no Brasil

Para as projeções deste PDE, foram consideradas as capacidades nominais das plantas de escala comercial anunciadas até junho de 2025, a estimativa de intensidade de carbono correspondente às matérias-primas e rota de produção de cada projeto, um fator de utilização efetiva (FUE) do refino, e um fator de maximização da produção de SAF, tendo em vista a flexibilidade das unidades que também podem produzir HVO. De modo específico, as intensidades de carbono têm como referência os valores padrão do CORSIA; adotou-se o FUE de 80%[118] como uma estimativa conservadora da operação do biorrefino; e o fator de operação que maximiza a produção de SAF foi fixado em 75% para as unidades HEFA e 90% para a planta de ATJ. Com base nessas premissas, a estimativa de produção de cada projeto anunciado é detalhada na Figura 8-23.

[116] Os volumes indicados na rota de coprocessamento referem-se somente à parcela renovável produzida.
[117] Em 2022, a Brasil BioFuels (BBF) e Vibra Energia anunciaram uma parceria para a produção e comercialização de SAF e HVO, por meio da rota HEFA. A biorrefinaria, a ser construída na zona Franca de Manaus, teria capacidade nominal de 500 mil m^3 por ano e entrada em operação estimada para 2026.
[118] Esse valor reflete o FUE médio observado entre 2022 e 2025 das refinarias que anunciaram unidades de biorrefino.

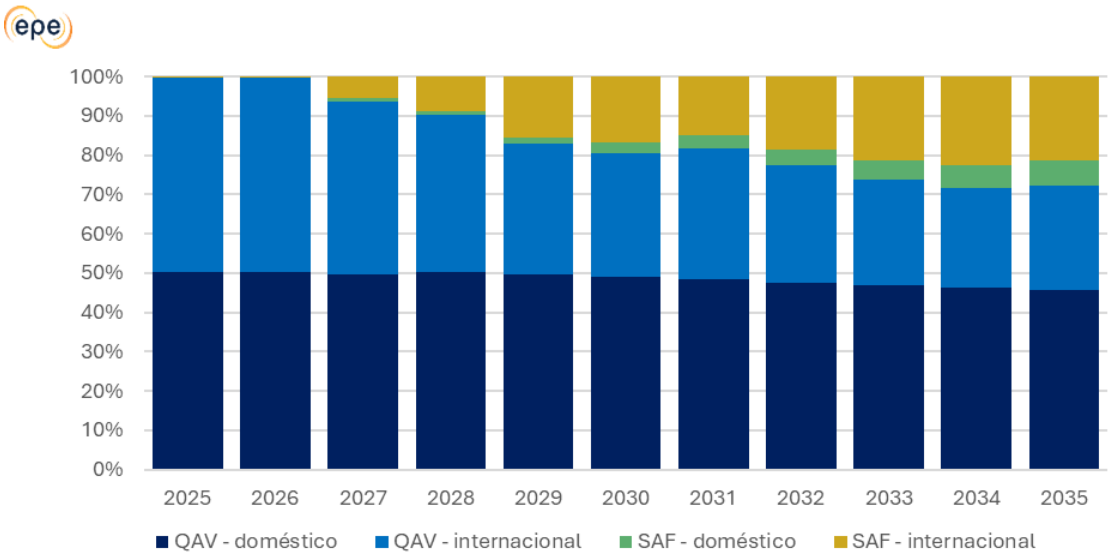
Figura 8-23 – Estimativa de oferta de SAF a partir dos projetos anunciados



Fonte: Elaboração EPE (Elaboração própria) a partir de Petrobras (2024b) e Acelen (2024).

Dessa forma, projeta-se que a partir de 2030 a oferta de SAF em território nacional seja de 1,7 bilhão de litros por ano e alcance 2,8 bilhões de litros em 2035, ao fim do período decenal. A capacidade estimada dos projetos anunciados representa, em média, 20% da demanda projetada de combustível de aviação entre 2027 e 2035. A participação ultrapassa 20% em 2032 e chega até 28% em 2035, quando todos os projetos anunciados terão entrado em operação (Figura 8-24).

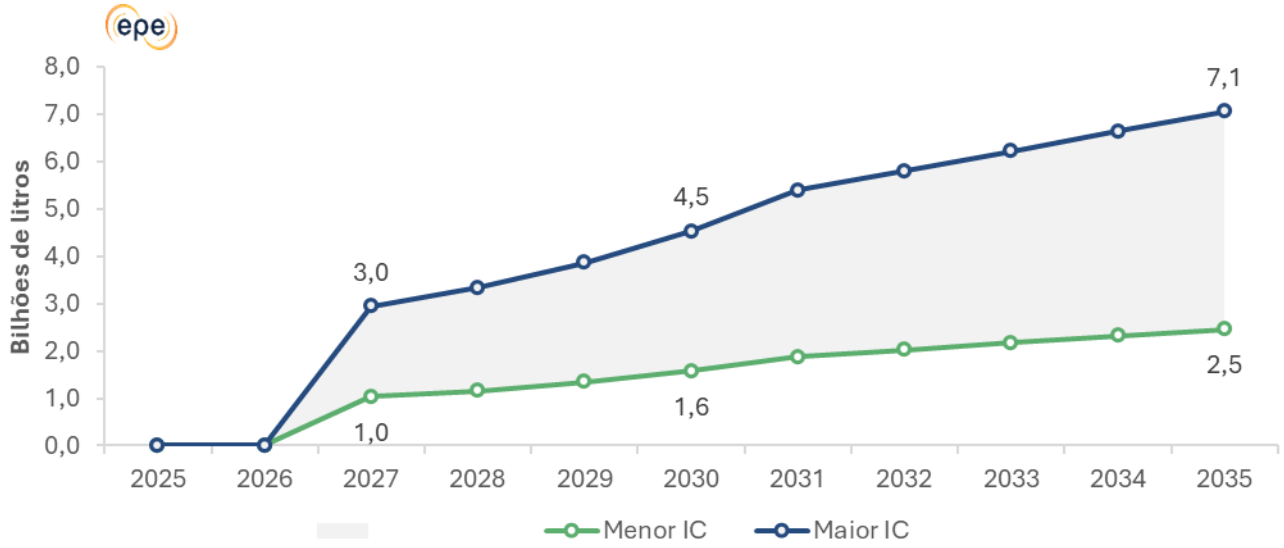
Figura 8-24 – Participação de SAF na demanda de combustível de aviação nacional



Fonte: Elaboração EPE

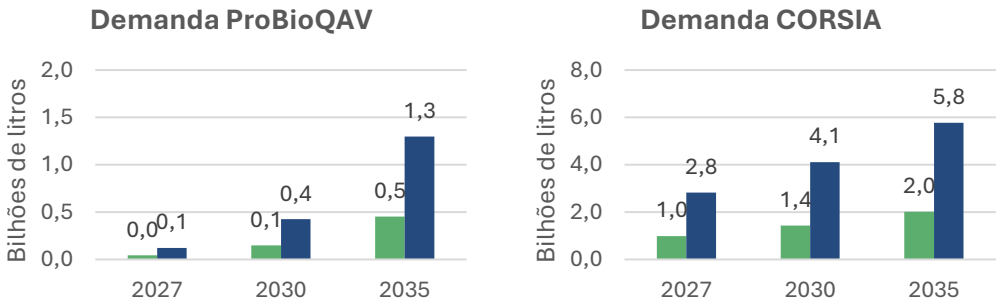
A fim de verificar qual seria a demanda volumétrica de SAF ao longo do período decenal para atendimento ao CORSIA e ProBioQAV, foram realizadas análises de sensibilidade. Como esses programas estabelecem metas de redução de emissões e não mandatos volumétricos, a demanda poderá variar de acordo com a 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 aproximadamente 2,5 bilhões de litros em 2035. Por outro lado, caso o combustível fosse produzido com a IC mais elevada[119], essa demanda poderia chegar a 7 bilhões de litros. A Figura 8-25 apresenta a trajetória mínima e máxima de demanda de SAF, enquanto a Figura 8-26 desagrega o volume necessário para atender cada programa de redução de emissões.

Figura 8-25 – Demanda nacional de SAF



Fonte: Elaboração EPE

Figura 8-26 – Demanda de SAF para atender ProBioQAV e CORSIA



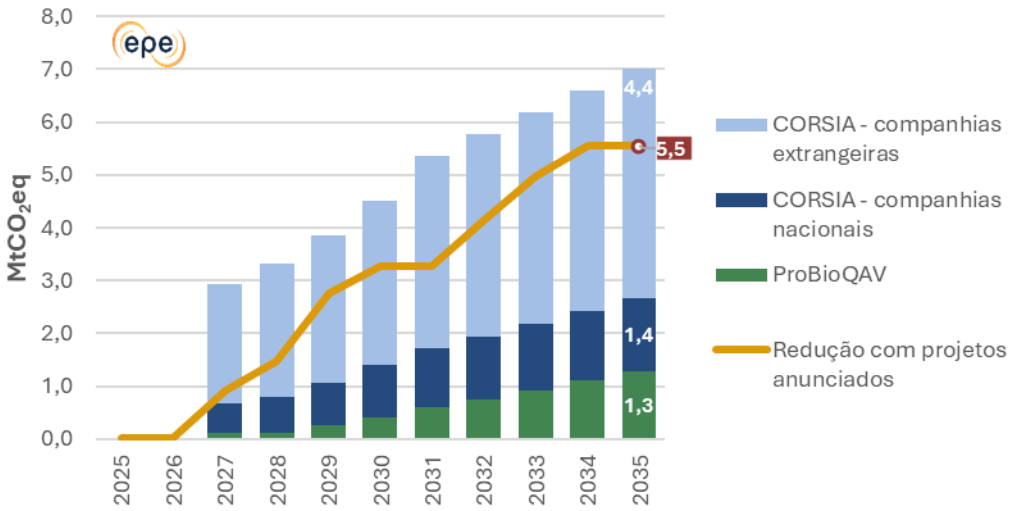
Fonte: Elaboração EPE

[119] A intensidade de carbono das rotas analisadas varia de 7,7 a 65,7 gCO_2eq/MJ. O menor valor se refere à produção de SAF pela rota Fischer-Tropsch com resíduo agrícola, 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 e deve apresentar um IC menor que o apresentado pelo CORSIA. Até a conclusão deste estudo os valores de IC de milho de 2ª safra para o Brasil ainda não estavam disponibilizados.

8.6.2 Atendimento ao CORSIA e ProBioQAV

Em relação ao CORSIA e ProBioQAV, os projetos anunciados atendem, em média, 66% das metas de redução de emissões estipuladas em cada programa durante o período de 2027 (início da obrigatoriedade dos programas) a 2035. Considerando apenas o ProBioQAV, os projetos são suficientes para atender as metas estabelecidas até 2035. Contudo, em um cenário de atendimento integral das metas do CORSIA utilizando somente SAF, outros projetos para produção desse combustível seriam necessários (Figura 8-27). Vale destacar, porém, que tanto o ProBioQAV quanto o CORSIA preveem a utilização de créditos de carbono como mecanismo para o cumprimento das metas de redução de emissões.

Figura 8-27 – Atendimento às metas de redução de emissões de GEE

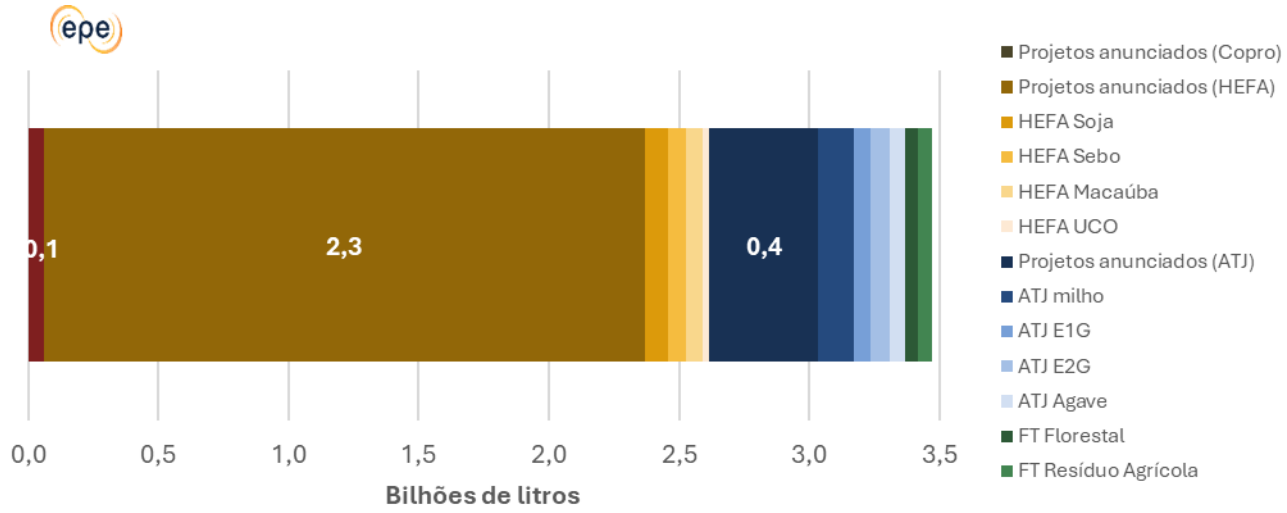


Fonte: Elaboração EPE

Nota-se que os projetos anunciados se baseiam majoritariamente da rota de produção HEFA, que atualmente é a mais desenvolvida, 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 insumos. 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 etanol de cana de segunda geração se apresentam como promissores 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. A ponderação de diferentes fatores indica uma possível composição da produção de SAF no Brasil em 2035 (Figura 8-28). Nessa trajetória, as metas do CORSIA e ProBioQAV seriam atendidas com cerca de 3,5 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 8-28 – Possível trajetória de produção de SAF por rota em 2035



Fonte: Elaboração EPE

8.7 Inovações e perspectivas emergentes

Considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil, esta seção aborda novos biocombustíveis que podem contribuir para aumentar a diversidade da matriz energética nacional. Além disso, os novos biocombustíveis valorizam as vantagens competitivas do Brasil na geração de energia com recursos naturais renováveis, assim como estimulam as inovações tecnológicas e novos usos para biocombustíveis tradicionais que poderão contribuir para a redução ainda maior da intensidade de carbono em diversos setores, inclusive nos de difícil abatimento.

8.7.1 Biocombustíveis para uso aquaviário

O transporte marítimo é responsável por aproximadamente 90% do comércio global de mercadorias e contribui com cerca de 3% das emissões globais de gases de efeito estufa, o que o pressiona o setor a estabelecer soluções de baixo carbono (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

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 VI da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL), cujo trabalho aborda as questões relativas à segurança, eficiência energética e 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 a redução de pelo menos 70% das emissões totais de GEE, visando 80%, em comparação com 2008; para 2050 almeja-se emissões líquidas zero, conforme circunstâncias nacionais.

No primeiro semestre de 2025, ocorreu a 83ª sessão do Comitê de Proteção ao Meio Ambiente Marinho da IMO (MEPC 83) e foram discutidas emendas significativas para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e a proteção ambiental no setor marítimo. Dentre elas, destaca-se a Estrutura IMO *Net-Zero*, que propõe uma nova estrutura regulatória no Anexo VI da convenção de MARPOL, estabelecendo metas de intensidade de combustível das embarcações com base em suas emissões de GEE (GFI – GHG *Fuel Intensity*). Nesse desenho, navios com GFI

acima dos limites estabelecidos deverão adquirir Unidades de Remediação (RUs), enquanto aqueles que utilizarem combustíveis com menor intensidade de GEE poderão ser elegíveis a mecanismos de incentivo econômico. A expectativa inicial era de entrada em vigor a partir de 1° de janeiro de 2028, com os recursos arrecadados sendo direcionados ao IMO *Net-Zero Fund* para apoio à inovação, pesquisa e iniciativas de transição energética (IMO, 2025).

Entretanto, no segundo semestre de 2025, durante a sessão extraordinária MEPC ES.2, os estados-membros acordaram pela suspensão, por um período de aproximadamente um ano, das discussões formais voltadas à adoção do quadro regulatório da Estrutura IMO *Net-Zero*. Essa decisão refletiu divergências persistentes entre países quanto ao desenho dos instrumentos econômicos, à distribuição de custos e aos potenciais impactos sobre países em desenvolvimento e cadeias logísticas globais.

Como implicação, o cronograma originalmente previsto para adoção e implementação da medida tende a sofrer postergações, introduzindo maior incerteza regulatória no curto prazo e possivelmente deslocando a entrada em vigor para além de 2028.

O uso dos biocombustíveis para reduzir a emissão dos GEE no transporte marítimo internacional tem sido ativamente discutido nas negociações da IMO. Nesse contexto, o Brasil tem ganhado protagonismo ao demonstrar o potencial de oferta de tais produtos para descarbonização, incluindo até mesmo a possibilidade de emissões negativas em 2050 (EPE, 2024).

Pela sua posição geográfica e condição de grande exportador de *commodities*, o Brasil possui diversos portos em sua costa, dando acesso às principais rotas internacionais de transporte marítimo de longo curso. Além disso, o transporte aquaviário é imprescindível para a infraestrutura logística brasileira, ressaltando-se a cabotagem, a navegação fluvial e o apoio marítimo (EPE, 2024).

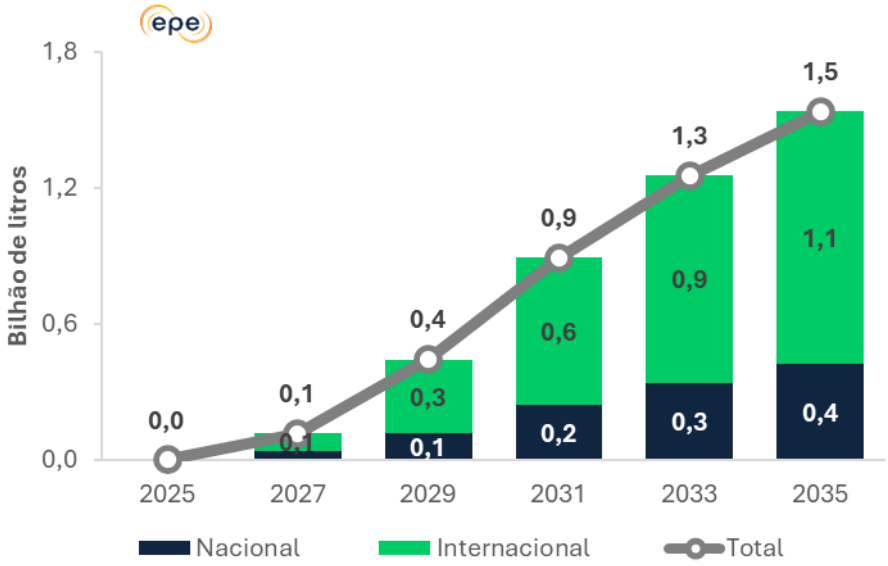
Diante desse contexto, os biocombustíveis configuram-se como uma das alternativas para atender as metas propostas, em especial o biodiesel (FAME), cuja produção e infraestrutura já está difundida no Brasil e possui capacidade instalada ociosa que pode ser utilizada para atingir esse objetivo de forma mais ágil no curto prazo, além de não implicar na necessidade de *retrofit* nos motores atuais dos navios.

Recentemente, a Organização Internacional de Padronização (ISO), por meio da norma ISO 8.217:2024, que trata das novas especificações e requisitos para os combustíveis marítimos, possibilitou misturas de biodiesel (FAME) ao óleo combustível marítimo (*bunker)* e ao diesel marítimo 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 *bunker* com até 24% de biodiesel, em volume, observadas as respectivas especificações estabelecidas para esses produtos (ANP, 2024e). Adição de até 30% do biodiesel (FAME) ao óleo diesel marítimo (ODM) faz parte do projeto piloto das empresas Vibra e Svitzer (TIMES BRASIL, 2025). Adicionalmente, outras empresas já utilizaram 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 2035 (Figura 8-29), sendo que 1,1 bilhão será destinado para navegação internacional.

Figura 8-29 – Projeção da demanda de biodiesel para uso aquaviário



Nota: Aquaviário corresponde às demandas hidroviária e de bunker (doméstico e internacional)

Fonte: Elaboração EPE

Na análise de sensibilidade das 4 trajetórias que constam no BOX 8.3, observa-se que a capacidade disponível de biodiesel é suficiente para atender a demanda do setor aquaviário em todo horizonte decenal nas Trajetórias 1 e 2 (13% e 15%). Caso o percentual obrigatório de biodiesel no diesel B seja alterado para 20%, a capacidade produtiva suportará a demanda estimada para uso aquaviário até 2033. Já na hipótese do mandatório chegar a 25% em 2035, há capacidade de atender a demanda marítima apenas até 2030.

O etanol também vem sendo explorado como combustível em embarcações. Por ter densidade energética menor que a do biodiesel, há necessidade de um maior espaço de estocagem nas embarcações. Embora sejam necessários cuidados com a segurança em função da corrosividade do etanol para alguns materiais, trata-se de um combustível biodegradável, com cadeia de suprimentos consolidada e alta disponibilidade em algumas partes do mundo. Além disso, há a possibilidade de aproveitar adaptações e estudos já mais avançados feitos para uso de metanol em navios (CARVALHO et al., 2021).

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 CO_2 biogênico, podendo alcançar níveis de emissão negativa, quando utilizadas tecnologias mais avançadas de produção de combustíveis sintéticos e BECCS, uma vez que se torne economicamente viáveis e amplamente acessíveis no futuro.

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 pode implicar no 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 CO_2 biogênico

As operações de captura e armazenamento geológico de CO_2 (CCS – do inglês *Carbon Capture and Storage*) consistem na injeção de dióxido de carbono em reservatórios geológicos. Elas se caracterizam por três grandes etapas: a captura de CO_2, seja de gases residuais industriais ou diretamente da atmosfera; o seu transporte até o ponto de injeção; e o seu armazenamento em formações geológicas profundas.

Quando associadas à bioenergia, estas operações são denominadas bio-CCS ou BECCS (do inglês *Bioenergy with CCS*). Nesses casos, elas caracterizam processos de remoção de dióxido de carbono da atmosfera, uma vez que promovem o sequestro do carbono biogênico previamente removido da atmosfera pela biomassa durante a fotossíntese. Por esse motivo, sistemas de BECCS podem resultar em "emissões negativas", diferentemente de casos nos quais o CCS seja aplicado a fontes de carbono fósseis, que se limitam a evitar emissões.

Considerando as metas de emissões líquidas nulas (*net-zero*) e as restrições para eliminá-las – acentuadas em setores como o de aviação, marítimo, agropecuário e outros de difícil abatimento, a compensação de emissões por meio da remoção de CO_2 pode se tornar sistematicamente necessária. Assim, o desenvolvimento de BECCS é tido como um pilar estratégico da mitigação das mudanças do clima.

Um dos principais desafios da cadeia de captura e armazenamento de dióxido de carbono, de forma geral, reside na etapa de captura do CO_2, dado que a maior parte dos gases residuais industriais disponíveis possui baixa concentração do composto, exigindo custos elevados de separação (*e.g.* gases de combustão contém tipicamente concentrações de CO_2 inferiores a 15% em volume) (IPCC, 2005). O mesmo desafio se aplica aos sistemas de captura direta de CO_2 do ar, de maneira amplificada, dada a diluição ainda maior nesses casos. A indústria de bioenergia se destaca por apresentar exceções a esse padrão, com processos reconhecidos por disponibilizarem CO_2 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. Cada metro cúbico de etanol gera cerca de 0,7 a 0,75 tonelada de CO_2 de alta pureza na fermentação, que hoje é, em regra, exaurido diretamente para a atmosfera. A implementação de sistemas de BECCS que utilizem esses gases pode reduzir significativamente a intensidade de carbono do etanol, o que garantiria atratividade ainda maior para o biocombustível na transição energética global e agregaria valor a um coproduto que hoje não é aproveitado.

Considerando a produção de etanol de 2024, estima-se que cerca de 27 milhões de toneladas de CO_2 por ano poderiam ser prontamente recuperadas desses processos com baixos investimentos, valor que pode chegar a 35 milhões de toneladas por ano em 2035. Configura-se, assim, um potencial de baixo custo, sendo uma das oportunidades mais custo-efetivas e imediatas de implementação de BECCS em larga escala. Destaca-se que cerca de 60% do CO_2 produzido em processos fermentativos provém de usinas grandes, com capacidade instalada superior a 200.000 m^3 de etanol por ano, consideradas mais aptas a realizar investimentos em inovação. Ademais, ressalta-se também a oportunidade existente em usinas de etanol de milho, que podem se aproveitar da ausência de sazonalidade em suas operações para efetivar operações de BECCS ainda mais custo-efetivas.

Além do etanol, a purificação do biogás para produção de biometano também se destaca por disponibilizar gases residuais com elevada concentração de CO_2. Embora o volume de produção de biometano ainda seja significativamente inferior ao de etanol no Brasil, essas correntes também estariam imediatamente disponíveis a baixos custos e poderiam ser aproveitadas para BECCS. Ademais, existe potencial de aumento na produção de biometano, o que amplificaria a relevância do CO_2 oriundo dessa fonte. Por exemplo, no caso da concretização da produção de 1,7 bilhão de Nm^3 de biometano por ano a partir de vinhaça de cana-de-açúcar, potencial

máximo projetado para usinas saudáveis financeiramente neste PDE (Item 8.4.4), se adicionaria uma disponibilidade total anual de 1,9 milhões de toneladas de CO_2 biogênico para aproveitamento.

Finalmente, a grande escala de unidades de cogeração a biomassa, como na indústria de papel e celulose e nas próprias usinas de etanol, pode também contribuir para a viabilidade de projetos de BECCS a partir de gases de exaustão, ainda que menos puros.

A atividade de BECCS vem aumentando mundialmente. A IEA reporta um total de 66 plantas de CCS associadas a usinas de biocombustíveis planejadas, em construção ou em operação (julho de 2025), sendo a maioria delas nos Estados Unidos. Entretanto, somente 3 já estão efetivamente em operação, todas no país norte-americano (IEA, 2025). No Brasil, há um projeto em construção anunciado pela FS Bioenergia, produtora de etanol a partir do milho, em Lucas do Rio Verde (MT).

Em geral, o custo total de captura e armazenamento do BECCS tem relação inversa à concentração de CO_2 e é altamente específico para cada projeto, pois depende significativamente de suas condições particulares em termos de captura de carbono, transporte e localização de injeção. Por exemplo, em usinas de etanol, o custo nivelado somente da etapa de captura do dióxido de carbono[120] pode variar globalmente entre US$ 25 - 35 por tonelada de CO_2 para correntes oriundas da fermentação e entre US$ 50 - 100 dólares por tonelada para correntes oriundas da cogeração (IEA, 2021). Para fins comparativos, o mesmo custo por tonelada é estimado entre US$ 134 - 342 para tecnologias de captura direta de carbono do ar, entre US$ 40 - 100 para a indústria de aço e entre US$ 60 - 120 para a indústria de cimento.

Já os custos de transporte e injeção são mais dificilmente aferíveis. Estima-se que o custo de transporte por dutos nos Estados Unidos pode variar entre US$ 2 - 14 por tonelada de CO_2, enquanto os custos de injeção apresentam uma amplitude ainda maior (IEA, 2021). Destaca-se que é também incerto como esses custos se traduziriam para o cenário brasileiro, pois dependem de diversos fatores que englobam aspectos geográficos (*e.g.* características dos reservatórios geológicos, custos de prospecção, distância entre o ponto de disponibilidade de CO_2 e o ponto de injeção etc.), meio de transporte utilizado, custos de mão e obra e licenciamento ambiental para construção de dutos e poços, aceitação social para o empreendimento etc.

A especificidade dos custos de BECCS se evidencia no custo de investimento reportado pelos projetos já operacionais, conforme apresentado na Tabela 8-3. Ao compará-los com o projeto de Lucas do Rio Verde, que tem uma capacidade de injeção de 423 mil toneladas por ano de CO_2 e investimento anunciado de R$ 460 milhões, o custo de investimento específico aproximadamente resulta em US$ 178 / tCO_2/ano (FS; GREEN AGROFLORESTAL, 2024).

[120] O custo nivelado de captura representa o custo total do empreendimento dividido pela massa total de CO_2 capturada durante todo o ciclo de vida do projeto, incluindo custos de investimento, operação, financeiros e de descomissionamento.

Tabela 8-3 – Custos de investimento anunciados de projetos de BECCS em operação

Projeto	País	Capacidade de captura (tCO_2/ano)	Investimento anunciado (US$ milhões)	Investimento específico (US$ / tCO_2/ano) *
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	Estados Unidos	1.000.000	208	208
Blue Flint Ethanol	Estados Unidos	200.000	205	1.025
Red Trail Energy BECCS Project	Estados Unidos	180.000	30	167

*Nota: O custo de investimento específico representa somente o valor total de investimento (CAPEX) dividido pela capacidade projetada de injeção de CO_2 e não pode ser comparado com o custo nivelado reportado em parágrafos anteriores.

Fonte: MIT (2016); VELEV (2024) e ECO ENGINEERS; RED TRAIL ENERGY (2024)

A implementação de BECCS está alinhada às políticas de biocombustíveis. A Lei do Combustível do Futuro estabeleceu o primeiro marco regulatório da atividade de captura e estocagem geológica de CO_2, garantindo maior segurança jurídica ao introduzir definições legais e regulatórias ao segmento. Nesse âmbito, a lei determina a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como órgão regulador e fiscalizador do CCS, além de estabelecer diretrizes essenciais para a atividade. Já 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 BECCS.

Cabe notar que, alternativamente, o CO_2 biogênico poderia ser destinado a usos produtivos, destacando-se a rota dos combustíveis sintéticos de baixa emissão a partir da reação com hidrogênio, como será abordado nos itens subsequentes. A disponibilidade e as características do CO_2 da bioenergia brasileira concorrem para trazer competitividade a mais uma rota que o país pode aproveitar na transição energética.

8.7.3 Biohidrogênio: Hidrogênio de baixa emissão de carbono oriundo da biomassa

O hidrogênio (H_2) 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 H_2 tem origem fóssil, sem abatimento de emissões, usando como fonte principalmente o gás natural. Para atingir as metas de descarbonização, diversas rotas de obtenção de hidrogênio de baixa emissão de carbono têm surgido como alternativas para complementar e diversificar a oferta a partir de suas particularidades.

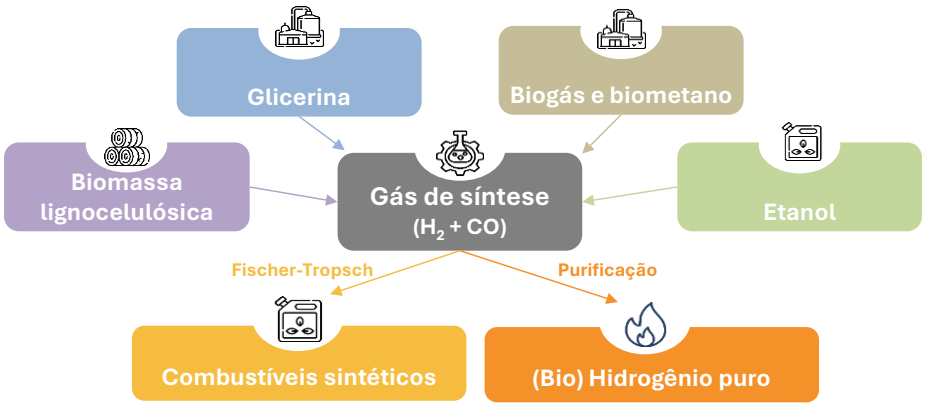
De forma a impulsionar o desenvolvimento da indústria nacional de H_2, a Lei nº 14.948/2024 instituiu a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, estabelecendo um importante marco regulatório através de instrumentos como o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC) e o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) (BRASIL, 2024). No PNH2 foram estabelecidos alguns marcos da estratégia brasileira com o objetivo de introduzir e fomentar o hidrogênio na matriz energética do país e disponibilizá-lo para outros usos: até 2030, transformar o Brasil no mais competitivo produtor de hidrogênio de baixa emissão de carbono no mundo e, até 2035, a consolidar hubs de hidrogênio de baixa emissão de carbono (MME, 2021).

O marco legal também traz a definição do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono como aquele que apresente emissões menores ou iguais a 7 $kgCO2eq/kgH_2$ em seu ciclo de vida, independentemente da rota de produção adotada. Nesse contexto, o biohidrogênio se destaca por tipicamente apresentar intensidades de carbono inferiores a tal limite, podendo usufruir dos benefícios regulatórios estabelecidos.

O biohidrogênio é definido como aquele produzido a partir da biomassa, sendo a tecnologia mais consolidada para sua produção é a conversão termoquímica, seja por meio da gaseificação de recursos sólidos (ex. bagaço de cana, cavaco de madeira etc.), da reforma de biocombustíveis líquidos ou gasosos (ex. etanol ou biometano), ou de quaisquer outros processos emergentes (EPE, 2025). Em comum essas rotas consistem em utilizar calor, pressão e catalisadores para romper as ligações químicas e gerar gás de síntese (H_2 e CO), que pode, na sequência, ser purificado para a obtenção de hidrogênio de alta pureza.

Como diversas matérias-primas podem ser utilizadas nessas rotas (Figura 8-30), uma das oportunidades da produção de biohidrogênio no Brasil passa por viabilizar a coleta e o aproveitamento energético dos resíduos agrícolas e florestais, com a vantagem de não competir no mercado de combustíveis líquidos. Além disso, é uma alternativa para agregar valor aos 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 preto, 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 H_2. Isto é, vale-se das cadeias seguras e já estabelecidas de distribuição do etanol e faz-se a conversão em H_2 próxima ao ponto de consumo, realizando o abastecimento de H_2 enquanto se contorna seus desafios logísticos[121]. O biometano como matéria-prima também pode ser analisado pela ótica do aproveitamento de infraestrutura existente ao potencialmente se aproveitar da cadeia de distribuição e aparato fabril projetados para o gás natural.

Figura 8-30 – Rotas selecionadas de produção de biohidrogênio com potencial relevante no Brasil



Fonte: Elaboração EPE

[121] O uso de hidrogênio como combustível em veículos pode ser viabilizado através de tecnologias de célula a combustível, resultando em estratégias de eletrificação com combustíveis. Nesses casos, seria possível prever modelos de negócio com reformadores de etanol instalados proximamente aos postos de combustível, especialmente para veículos abastecidos de maneira centralizada como, por exemplo, ônibus urbanos. Também existe a possibilidade da agregação de reformadores de etanol ao trem de força dos próprios veículos, para conversão embarcada de etanol em hidrogênio. Essa tecnologia, entretanto, ainda se encontra em estágio de desenvolvimento.

Nesse cenário, o Brasil ganha destaque pela abundância de matérias-primas residuais e pela elevada produtividade de biomassa, o que o torna potencial produtor de biohidrogênio. Além disso, oportunidades de demanda surgem com os novos bioenergéticos (SAF, diesel verde) e produção interna de insumos atualmente importados (fertilizantes e metanol), permitindo a criação de uma demanda firme e significativa para o hidrogênio de baixa emissão de carbono e estabelecendo uma relação de fortalecimento mútuo entre sua cadeia e a da bioenergia (EPE, 2025a).

Alguns projetos piloto têm surgido no Brasil para desenvolvimento de unidades de produção de biohidrogênio, especialmente por meio de processos de reforma de biogás, biometano ou etanol e podem ser verificados no documento Análise de Conjuntura de Biocombustíveis (EPE, 2025b).

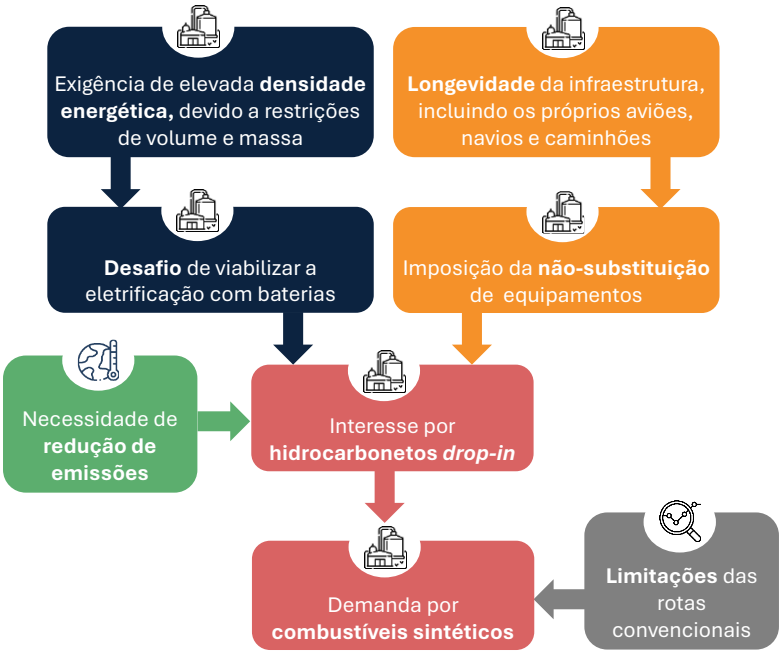
8.7.4 Combustíveis sintéticos

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*) [122].

Os combustíveis sintéticos continuam 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 diminuírem a necessidade de importação elevando assim sua segurança energética, 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. Esses mercados também requerem 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* (Figura 8-31).

[122] A definição de “combustíveis sintéticos” não é consensual e, em alguns casos, pode incluir outros processos, como os combustíveis obtidos por rotas HEFA e ATJ, por exemplo, que já foram contempladas em itens anteriores deste documento e não serão tratadas aqui.

Figura 8-31 – Os combustíveis sintéticos na agenda dos transportes aéreo, marítimo e rodoviário de longa distância



Fonte: Elaboração EPE

Atualmente, há dois conjuntos principais de rotas para a produção de combustíveis sintéticos de baixa emissão de carbono. A primeira consiste na 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. Essas rotas possuem a vantagem única de oferecer hidrogênio de baixa emissão e carbono biogênico em um mesmo processo integrado, resultando nos chamados biocombustíveis sintéticos.

A segunda via de obtenção é pela combinação de hidrogênio eletrolítico a uma fonte de carbono, tipicamente CO_2. 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 novos. Mesmo no caso dos *e-fuels*, a bioenergia brasileira é uma vantagem competitiva, pois gera CO_2 biogênico em condições favoráveis à captura e utilização, constituindo-se como uma fonte segura, custo-efetiva, imediata e renovável de carbono.

Alguns projetos piloto têm surgido no Brasil para desenvolvimento de processos para produção tanto de biocombustíveis sintéticos quanto de eletrocombustíveis. Dos projetos selecionados para estruturação do Plano de Suporte Conjunto na chamada pública BNDES/FINEP "Planos de Negócios para investimentos em combustíveis de aviação e navegação de baixo carbono", de 2024, aqueles envolvendo alguma tecnologia de combustíveis sintéticos totalizam investimentos de aproximadamente R$ 3,8 bilhões e capacidade produtiva de 231 milhões de litros por ano [123]. Ressalta-se que essa etapa da chamada pública caracteriza somente solicitações de financiamento. Portanto, esses projetos ainda não configuram empreendimentos anunciados.

[123] Inclui projetos que utilizem a conversão Fischer-Tropsch associada a outras rotas de conversão.

A Lei nº 14.993 (Combustível do Futuro) reconhece e regulamenta oficialmente os combustíveis sintéticos, destacando à ANP o papel de ser o órgão regulador e fiscalizador da atividade de produção e comercialização desses produtos.

8.7.5 Matérias-primas para biocombustíveis

A demanda de biocombustíveis no Brasil deve aumentar com a aprovação da Lei Combustível do Futuro, sendo necessário o crescimento da oferta e pluralidade de matérias-primas para acompanhar esse movimento do mercado. Nesse sentido, o CNPE instituiu um Grupo de Trabalho (GT), do qual a EPE é integrante e contribui com suporte técnico, para estudar vias de diversificar as matérias-primas e incluir agricultores familiares e pequenos produtores na produção de biocombustíveis. Criado no primeiro trimestre de 2025, o GT apoiará a formulação de política públicas visando reduzir a dependência de insumos específicos, conferir maior estabilidade e sustentabilidade para o mercado e promover o desenvolvimento regional, principalmente no Norte, Nordeste e Semiárido, onde o potencial produtivo de biocombustíveis é grande, mas ainda subaproveitado (GOV.BR, 2025a).

A cana-de-açúcar, o milho e outros cereais são utilizados na produção de etanol e outros produtos, como açúcar, bioeletricidade, biogás, biometano, biomassa para etanol 2G, DDGS (*Dried Distillers Grains with Solubles*) e óleo de milho, agregando valor à matéria-prima inicial. A produção desse biocombustível, recentemente impulsionada pelo etanol de milho no Centro Oeste, deve continuar crescendo de forma vigorosa com indicativos de investimentos do setor privado, apoiado por agentes públicos de fomento, nesse nicho.

O trigo e o sorgo, incipientes na cesta de insumos para a produção de etanol, já estão considerados em projetos em construção no Rio Grande do Sul e na região Centro Oeste do Brasil. Adicionalmente, há estudos em andamento para a inclusão de outras matérias-primas, como o agave no sertão nordestino (AGROLINK, 2024, AGROLINK, 2025) e há registros para o uso energético do BRS Capiaçú (capim-elefante) (EMBRAPA, 2025).

Os combustíveis do ciclo Diesel também são impulsionados pelo Combustível do Futuro, a partir do incremento da participação do biodiesel na matriz de transporte com mandatos superiores ao vigente atualmente, e da inserção de um novo biocombustível, o diesel verde. Os óleos oriundos da soja, do sebo bovino, do algodão e outros materiais graxos são insumos destinados 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 de macaúba, milho e babaçu surgem como potenciais insumos para impulsionar a economia local (GOV.BR, 2025b).

Adicionalmente, existem as biomassas residuais 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.

Biomassas lignocelulósicas, provenientes tanto de resíduos agrícolas quanto florestais podem ser aproveitados em processos termoquímicos para obtenção de gás de síntese e produção de biocombustíveis sintéticos via reação de Fischer-Tropsch. Entre essas fontes destacam-se palhas e pontas de culturas agrícolas, bem como biomassa florestal e resíduos do processamento da madeira.

Novos biocombustíveis inseridos na matriz energética, como SAF e diesel verde, podem utilizar o etanol, os óleos vegetais e resíduos como insumo para sua produção. Um ponto de atenção é o aumento na demanda por matérias-primas originalmente das cadeias de bioenergia tradicionais, etanol e biodiesel, assim como a biomassa para a geração de energia de processos para a produção de etanol de milho e outros cereais.

O uso de biocombustíveis como uma das soluções para a descarbonização demandará maior disponibilidade de insumos. Nesse sentido, é importante que a formulação de políticas públicas contemple o aumento e a diversificação de matérias-primas, também considerando-as como um vetor de desenvolvimento regional, colaborando para que haja uma transição energética justa e inclusiva, na linha do arcabouço regulatório recente do Selo Biocombustível Social (exposto em 8.5.2).

Capítulo 9.

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Pontos principais

- Em 2035, os ganhos de eficiência energética do País, são estimados em 20 milhões de tep, o que corresponderá à 8% do consumo final energético ou ao consumo do setor comercial e dos segmentos de cimento e papel e celulose em 2024 (EPE, 2025).
- A eficiência elétrica em 2035 (53 TWh) será equivalente à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 11 GW, que equivale à 80% da geração da UHE Itaipu (parte Brasileira e Paraguai) em 2024.
- A economia de combustível, em volume, em 2035, é estimada em 308 mil barris por dia, esse montante corresponde a 9% do petróleo produzido no país em 2024 (ANP, 2024).
- As edificações em 2035, podem contribuir com 26 TWh em ganhos de eficiência elétrica, ou seja, mais da metade da energia elétrica conservada (56%) está nas edificações e nos serviços públicos.
- Estima-se que a energia elétrica economizada nos domicílios do país possa atingir 16 GWh em 2035, 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 170 mil tep em 2035, correspondente a 1,1% da demanda residencial destes energéticos no mesmo ano.
- Os ganhos de eficiência energética (eletricidade + combustíveis) no setor industrial representará aproximadamente 6% da demanda de energia final prevista em 2035. Já os ganhos de eficiência elétrica representarão 6%, equivalentes ao consumo atual do segmento de mineração e pelotização e cimento (21 TWh).
- O setor de transportes, somente com o uso eficiente de energia por cada modo (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso), realizará ganhos da ordem de 6% (7 milhões de tep) em 2035.
- Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída (MMGD) foram elaborados três cenários. No cenário Referência, haverá cerca de 9,5 milhões de adotantes em 2035, totalizando 78,1 GW de capacidade instalada, que irão contribuir com 12,1 GWmed de geração em 2035. No cenário superior, a capacidade instalada pode atingir 97,8 GW no final do horizonte.

- As baterias atrás do medidor vêm apresentando aumento gradual em sua viabilidade econômica, sobretudo diante de mudanças regulatórias e da expectativa de redução nos custos da tecnologia. No caso da aplicação voltada ao aumento do autoconsumo em sistemas de microgeração distribuída fotovoltaica, a diferença tarifária introduzida pela Lei nº 14.300/2022 passou a favorecer o consumo local da energia gerada, criando incentivos à adoção de sistemas de armazenamento, tornando o investimento progressivamente mais atrativo para determinados perfis de consumidores. No contexto das unidades atendidas em alta tensão, a viabilidade econômica do armazenamento já se concretiza em situações com elevado diferencial entre as tarifas de ponta e fora ponta, especialmente para consumidores com alto fator de carga na ponta. Nessas condições, as baterias configuram-se como alternativa tecnicamente eficiente e economicamente competitiva à geração a diesel, com o acréscimo de externalidades positivas, como a redução de emissões atmosféricas, de ruídos e maior capacidade de resposta para cargas críticas.

- No horizonte decenal, o avanço da regulamentação do armazenamento de energia e a definição em torno de incertezas como a metodologia de valoração de custos e benefícios da MMGD, abertura do ML e novas modalidades tarifárias para a BT impactarão não apenas a difusão dos recursos, mas também suas potenciais aplicações. A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

- 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 2035, ou cerca de 10% 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.

- A energia solar térmica crescerá de 4,1% para 6,0% dos domicílios, alcançando cerca de 939 mil moradias de HIS, com área total instalada de 64,6 milhões de m^2 de coletores. Essa difusão desloca principalmente o uso de chuveiros elétricos, promovendo transição energética no setor residencial, especialmente nas regiões com alta insolação.

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 2035 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e minigeração distribuídas (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 demanda[124]" 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. Esses recursos são importantes 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, sua consideração 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.

9.1 Considerações iniciais

A Tabela 9-1 apresenta a síntese de dados relevantes para este capítulo. De acordo com os estudos do PDE 2035, estima-se que a contribuição elétrica dos RED como fonte de atendimento possa responder por 26,1% do consumo de eletricidade até 2035, o que corresponderia a 252TWh, sendo que a autoprodução contribui com 10%, a MMGD com 11% e a eficiência elétrica com aproximadamente 6% nesse horizonte.

Tabela 9-1 – Brasil: Eficiência energética e recursos energéticos distribuídos

Energia Total[1] (mil tep)	2025	2030	2035
Consumo Potencial de energia *	315.196	361.488	363.102

[124] 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)

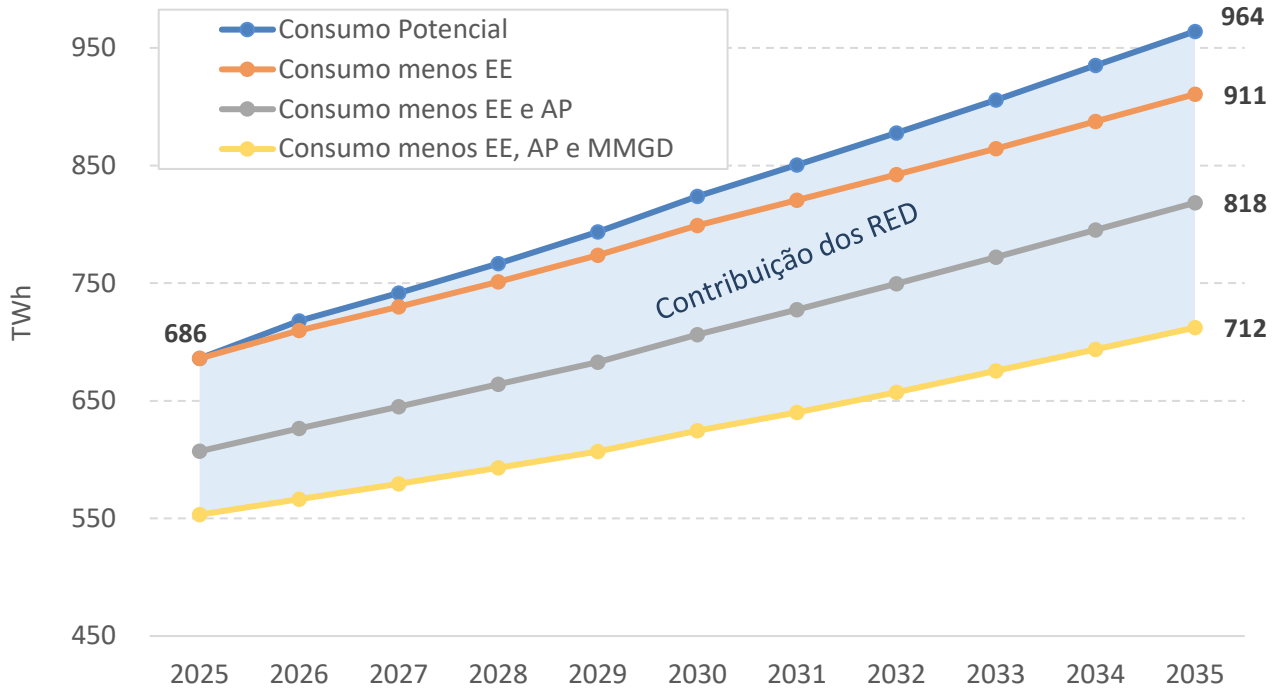
Energia Total[1] (mil tep)	2025	2030	2035
Eficiência Energética	0	9.096	20.021
Consumo com conservação	315.196	352.392	343.081
Autoprodução não-injetada	6.788	7.970	7.943
MMGD[3]	4.635	7.034	9.126
%			
Consumo atendido com EE e RED	3,6	6,7	10,2
Eficiência Energética	0	2,5	6,0
Autoprodução não-injetada	2,2	2,2	2,2
MMGD[3]	1,5	1,9	2,5
Combustíveis (mil tep)	2025	2030	2035
Consumo Potencial de combustíveis	225.659	253.820	280.193
Consumo com conservação	225.659	246.853	264.765
Eficiência energética dos combustíveis	0	6.967	15.428
Energia Elétrica (GWh)	2025	2030	2035
Consumo Potencial de eletricidade*	686.006	823.799	964.052
Eficiência Elétrica	0	24.764	53.399
Consumo com conservação	686.006	799.035	910.653
Autoprodução não-injetada	78.935	92.672	92.360
MMGD[3]	53.900	81.789	106.110
%			
Consumo atendido com EE e RED	19,4	24,2	26,1
Eficiência Elétrica	0	3,0	6,0
Autoprodução não-injetada	11,5	11,2	9,6
MMGD[3]	7,9	9,9	11,0
MWmédio			
Carga média total evitada[4]	18.492	27.735	35.064

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).(3) MMGD: Micro e Minigeração Distribuída (injetada + não injetada). (4) O nível de perdas totais considerado foi de 18%. (*) O consumo advindo da energia solar térmica está considerado no consumo final, como outras fontes primárias, conforme a matriz energética do Balanço Energético Nacional.

Fonte: Elaboração EPE.

Quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 10% dessa demanda energética até 2035, 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



Notas: (1) A Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) está contemplada no consumo final, conforme a matriz energética do BEN 2024. (2) EE: eficiência elétrica. (3) AP: autoprodução não-injetada na rede. (4) MMGD: Micro e minigeração distribuída (injetada + não injetada).

Fonte: Elaboração EPE.

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 2025. Desta forma, os primeiros ganhos de eficiência energética serão percebidos na modelagem no ano de 2026. 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.

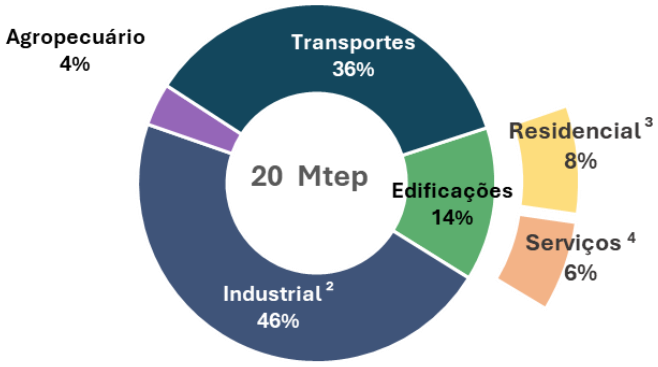
Adicionalmente, uma parcela é função do progresso autônomo, de inovação tecnológica e ações implementadas por iniciativa dos próprios consumidores (EPE,2023b). De forma a nortear as políticas de eficiência energética, a EPE e o MME publicaram o “Caderno de Ações Norteadoras para o Avanço da Eficiência Energética no Brasil”, documento que tem como objetivo apresentar os conceitos da eficiência energética, a governança vigente, as ações de estímulo realizadas em nível nacional, bem como propor aprimoramentos e sugerir novas ações. O documento também

sintetiza as atividades e os estudos conduzidos pela EPE, pelo MME e por seus parceiros nos setores da indústria, edificações e transportes (EPE, 2024).

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 2035, estima-se que ao final do decênio os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 20 milhões de tep em 2035, cerca de 8% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2024 (BEN, 2025). 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 9-2. 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.

Ao longo do horizonte decenal, não são esperadas mudanças relevantes na distribuição da população nas regiões geográficas. As regiões Sudeste e Nordeste permanecerão como as mais populosas, representando, respectivamente, 41,0% e 26,5% da população brasileira em 2035. 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 9,1% e 8,5% em 2035, respectivamente. A Região Sul também cresce, porém em menor magnitude, com 14,9% no fim do horizonte decenal.

Figura 9-2 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2035[1] (% do ganho total)



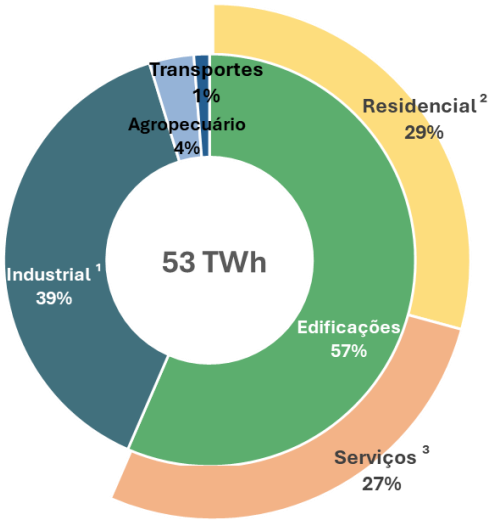
Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. (2) Inclui o setor energético. (3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais. (4) Inclui serviços públicos.

Fonte: Elaboração EPE.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam cerca de 53 TWh em 2035 (4% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 11 GW, equivalente a 80% da potência da Usina de Itaipu somadas as partes Brasileira e do Paraguai. Quando consideradas as edificações e serviços públicos, aponta-se que representam 57% dos ganhos de eficiência elétrica (30 TWh), mostrando sua importância no que tange às políticas públicas de eficiência energética, sendo o setor residencial o que apresenta maior ganho de

eficiência elétrica com 16 TWh. O setor industrial contribui com 27% para os ganhos de eficiência elétrica (21 TWh) conforme mostra a Figura 9-3.

Figura 9-3 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2035 (% do ganho total)



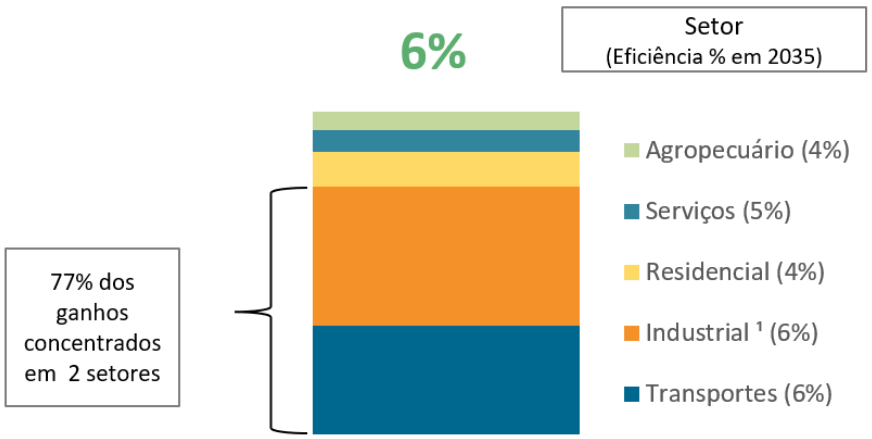
Notas: (1) Inclui setor energético. (2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais. (3) Inclui serviços públicos.

Fonte: Elaboração EPE.

Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 15 milhões de tep no ano de 2035 (6% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 308 mil barris por dia, ou aproximadamente 9% do petróleo produzido no país em 2024.

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 6% em 2035, sendo os maiores percentuais observados nos setores de transportes e serviços (que engloba o comércio e setor público).

Figura 9-4 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor)

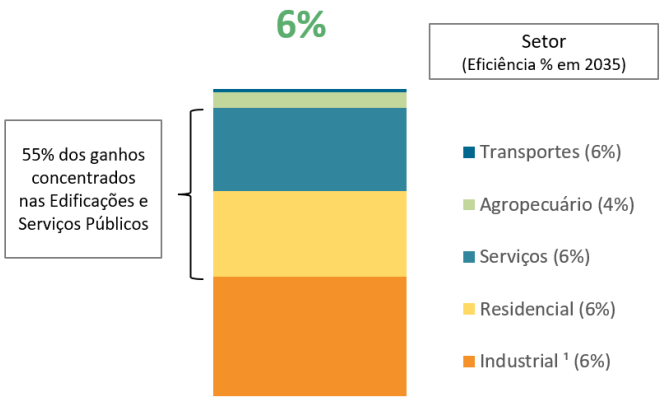


Nota:(1) Inclui setor energético.

Fonte: Elaboração EPE.

Sob o ponto de vista da eficiência elétrica, as edificações[125] apresentam os maiores ganhos de eficiência elétrica no país, atingindo 30 TWh em 2035. O setor industrial[126] se destaca no ano de 2035, com 21 TWh (Figura 9-5). No setor de transportes a participação da demanda de eletricidade ainda é considerada insignificante em 2035 (não chega a alcançar 3%). Apesar disso, projeta-se 6% de ganhos em eficiência elétrica em 2035 (o que responde por apenas cerca de 700 GWh).

Figura 9-5 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor)



Nota: (1) Inclui setor energético.

Fonte: Elaboração EPE.

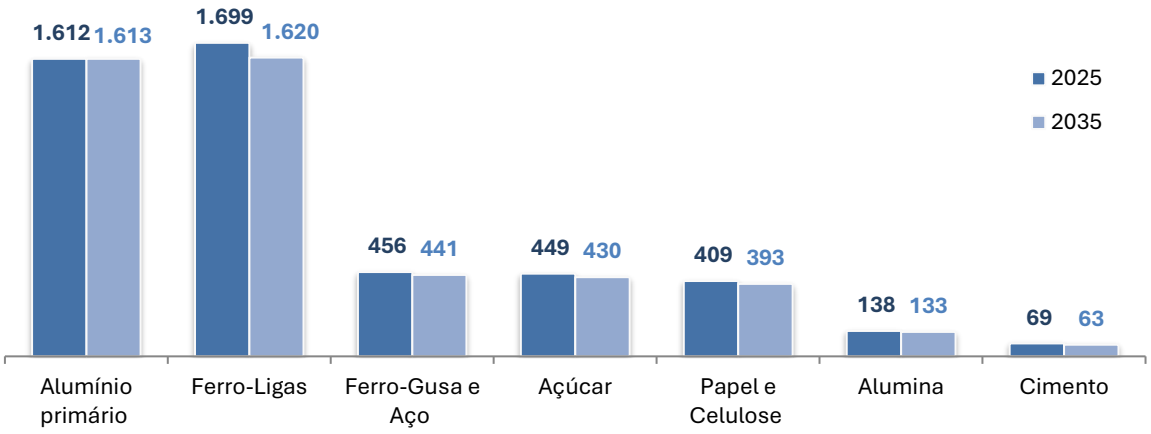
[125] Inclui os serviços públicos, com base na abertura do BEN.
[126] Inclui setor energético.

9.2.1 Industrial

Nesse cenário, a perspectiva é de ganhos de eficiência energética na indústria brasileira[127] da ordem de 6% de seu consumo energético total em 2035, o que equivale a evitar o consumo de aproximadamente 9 milhões de tep em 2035, comparável ao consumo atual do segmento de cimento, cerâmica e têxtil. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência elétrica contribuam na redução de 5,6% em 2035, ou cerca de 21 TWh, equivale ao consumo elétrico atual dos segmentos de mineração e pelotização e cimento.

A combinação entre os mecanismos de eficientização 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. Outro aspecto relevante para a melhoria da eficiência energética na indústria é a substituição de fontes como óleo combustível, diesel e coque de petróleo usados na geração de calor por gás natural, que apresenta maior eficiência. A evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados deverá apresentar recuos (Figura 9-6), com destaque para o segmento de cimento, que apresenta redução de 8% 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/10^3t)

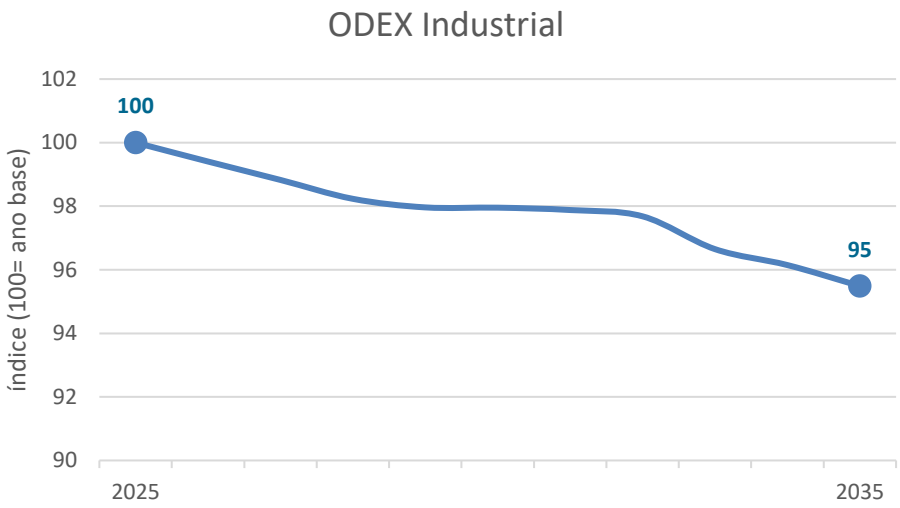


Fonte: Elaboração EPE.

A eficiência energética também pode ser calculada com a metodologia do ODEX[128], utilizada no Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2023 (EPE, 2024). 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 Figura 9-7 mostra a evolução do referido indicador, onde redução significa ganhos de eficiência.

[127] Inclui setor energético.
[128] 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.

Figura 9-7 – ODEX industrial: indicador de eficiência energética



Nota: não inclui setor energético

Fonte: Elaboração EPE.

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.

9.2.2 Edificações e serviços públicos

O consumo de eletricidade das edificações, que compreende as residências, o comércio e os prédios públicos, representaram cerca de 48% do consumo do País e 15% do consumo final total do país, que considera a eletricidade e os combustíveis, em 2024. Adicionando-se as parcelas relativas aos serviços públicos (iluminação pública, água, esgoto e saneamento), o agregado passa a responder por 53% da eletricidade e 16% da energia total do País em 2024, segundo dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2025).

A penetração de equipamentos e edificações mais eficientes podem ser resultado de decisões autônomas, ou seja, escolha individual, seja pelos agentes de mercado ou dos usuários. Decorre não só da própria dinâmica e competitividade da indústria, bem 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).

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.

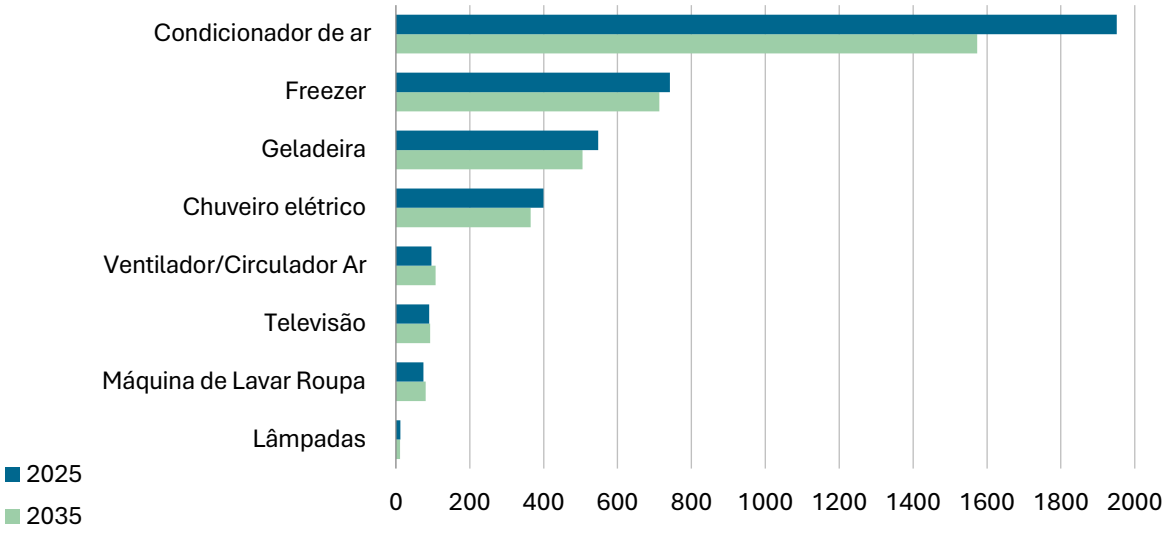
Residenciais

Nas residências brasileiras, a 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. 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 2025 e 2035.

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.

Estima-se que o consumo médio anual de energia elétrica de um ar-condicionado residencial tenha uma redução média de 19,4% entre 2025 e 2035, o que representa uma queda de 2,1% a.a conforme a Figura 9-8 apresenta. O ganho de eficiência dos aparelhos contribuirá para uma redução no consumo residencial de eletricidade de 6,3 TWh em 2035, 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, em 2020 pela Portaria INMETRO nº 234, e em 2021 pela Portaria INMERTRO nº 269.

Já para as geladeiras, espera-se uma redução na demanda residencial de energia elétrica de 3,6 TWh em 2035, ajudada pelo declínio do consumo médio anual por equipamento de 7,8% entre 2025 e 2035, o que representa uma queda de 0,8% 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, em 2021 pela Portaria INMETRO nº 332, e em 2024 pela Portaria INMETRO nº 736. Nesta última, o INMETRO

atualizou as curvas padrão das categorias de refrigeradores a partir de 2031 promovendo 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 PBE[129] 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, estima-se que os ganho total de eficiência no uso de energia elétrica nos domicílios nacionais poderá atingir 15,6 TWh em 2035, correspondente a 6% do consumo total de eletricidade residencial no mesmo ano, como ilustrado no Gráfico 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 2035, predominantemente para cozimento de alimentos e aquecimento de água. Como explicado no Capítulo 2, em razão da evolução das premissas econômicas no período, é esperada a substituição de fontes pouco eficientes (biomassas tradicionais) por outras mais modernas (GLP e gás natural) para famílias mais desfavorecidas.

Para cozimento de alimentos, estima-se que os ganhos de eficiência dos fornos e das mesas de cozimento dos fogões a gás possam levar a uma redução no consumo residencial de energia de 157 mil tep em 2035, 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.

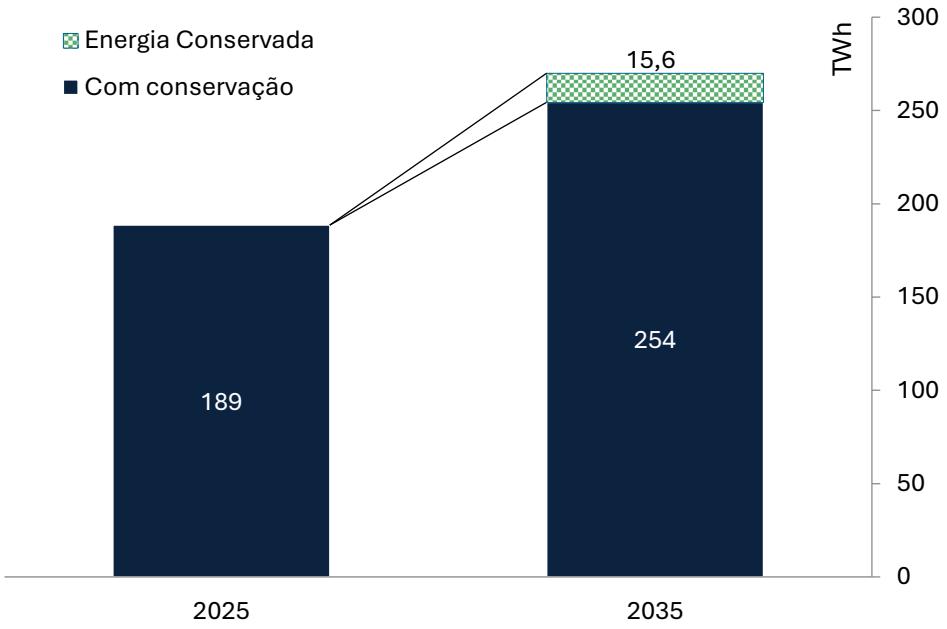
[129] Mais informações em: https://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/folder_pbe.pdf

Todos estes movimentos podem levar a alterações no padrão do consumo residencial de energia para cozimento. 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, tais como as carnes, por outro lado, pode-se pensar que a presença cada vez maior, pela sua praticidade e economia, de alimentos preparados e misturas industriais na casa dos brasileiros, 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 10 mil tep em 2035, em decorrência da publicação em 2008 da Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 298, em 2011da Portaria Interministerial nº 324, e em 2022 pela Portaria INMETRO nº 89, legislações de índices mínimos de aquecedores a gás e que determinam os requisitos obrigatórios de segurança e desempenho destes equipamentos.

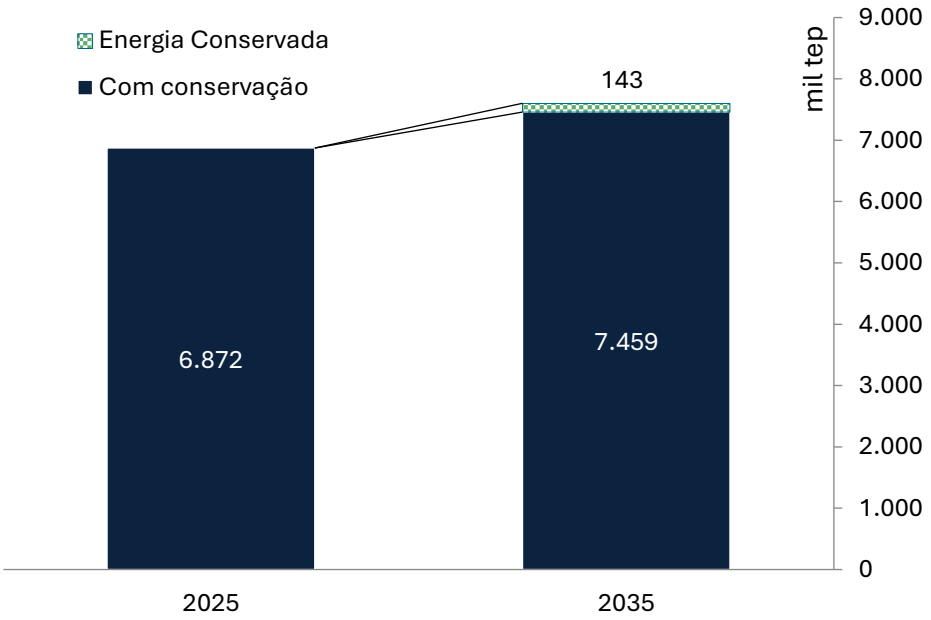
Além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, em especial em centros urbanos, espera-se o avanço da utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), cujos padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE. Sendo assim, estimou-se que o ganho total de eficiência no uso de GLP e gás natural nas habitações brasileiras poderá atingir 143 mil tep em 2035, correspondente a 1,9% 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.

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 2024 (EPE, 2025), 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 um quarto (25%) de toda eletricidade demandada no Brasil, configurando-se como um setor de significativa relevância na matriz de consumo elétrica.

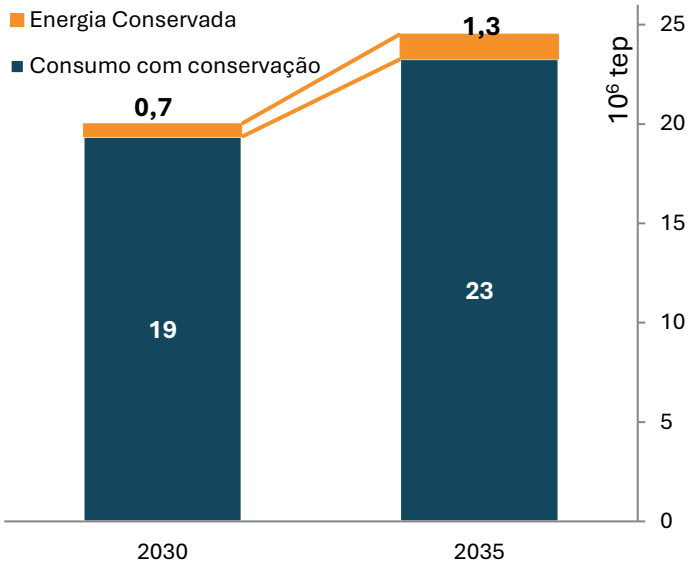
O setor faz uso predominantemente elétrico para o provimento dos serviços energéticos do setor, tais como iluminação, climatização, força motriz e refrigeração. A eletricidade concentra mais de 90% da energia total consumida nesse setor, seguida pelo GLP com 6%, e as demais fontes com 4% de participação. O setor comercial foi responsável por 17% da participação da fonte solar térmica, utilizada para o aquecimento de água (EPE, 2025).

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 2035, reduzindo o consumo final em aproximadamente 1,3 milhões de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente o consumo do segmento ferroviário do setor de transportes no ano de 2023 (EPE, 2025).

Uma vez projetados os ganhos de eficiência elétrica, foi possível estimar a eficiência energética para o 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. O PDE utiliza na metodologia que parte dos dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015 [130] e a projeção do cenário econômico detalhada no Capítulo 1.

[130] 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

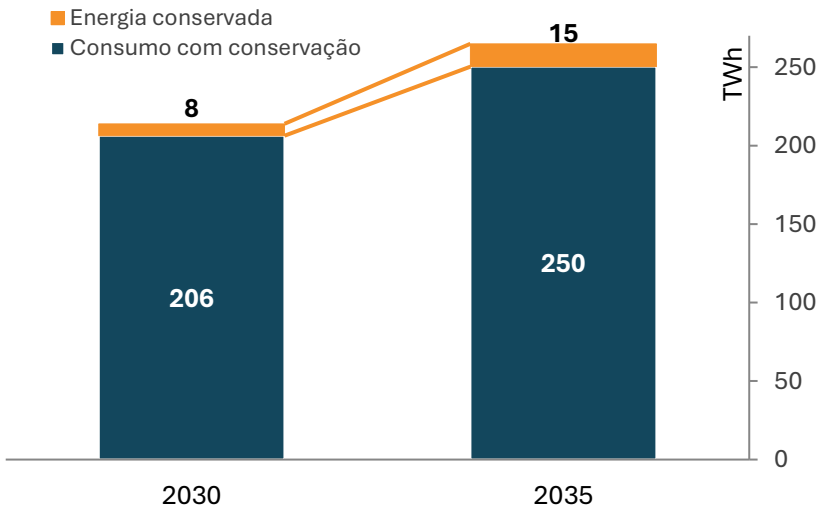
Figura 9-11 – Setor de serviços: Consumo de energia e ganhos de eficiência



Fonte: Elaboração EPE.

A energia elétrica economizada foi calculada em 5,5% do consumo projetado em 2035, reduzindo o consumo final em aproximadamente 15 TWh nesse ano, que equivale a 13% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização (13,4 TWh) no ano de 2024 (EPE, 2025).

Figura 9-12 – Setor de serviços: Consumo de eletricidade e eficiência elétrica



Fonte: Elaboração EPE.

9.2.3 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 2025

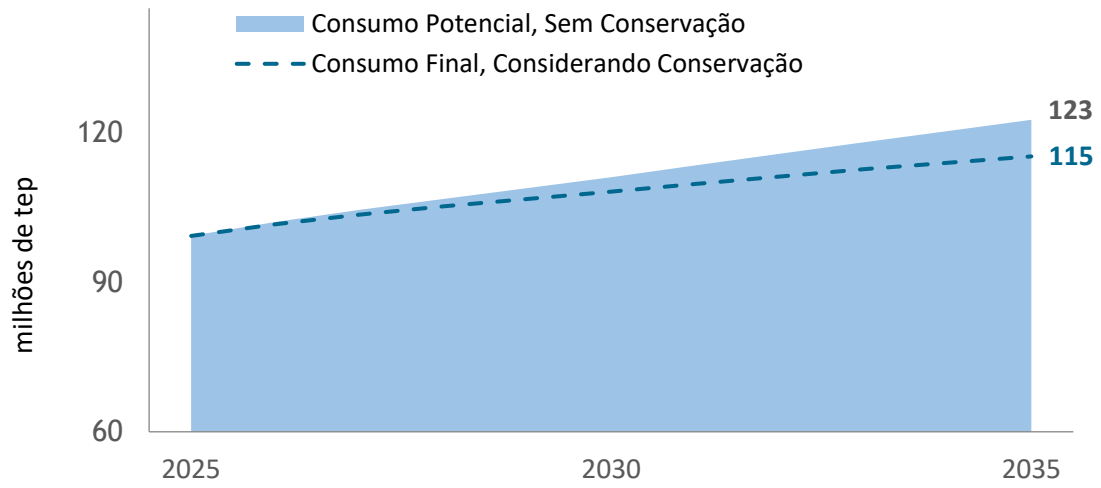
e 2035, de 2,8 % ao ano, e da atividade do transporte de passageiros de 2,7% ao ano. Ainda que a demanda por transporte esteja crescendo de forma considerável, projeta-se um crescimento da demanda energética do transporte de apenas 1,7% ao ano.

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.

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 2025, projeta-se que a demanda energética do setor de transportes deve elevar-se de 99 milhões de tep em 2025 para 123 milhões de tep em 2035, valor 6,4% superior à demanda energética previamente projetada com conservação (115 milhões de tep), conforme Figura 9-13.

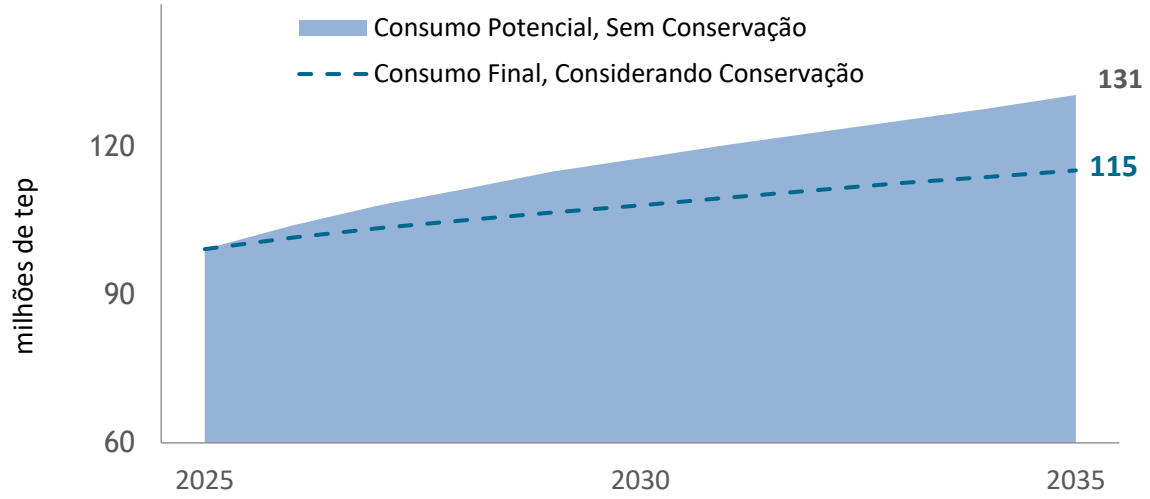
Figura 9-13 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais



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 2035, 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 energointensivos, 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 2035. Destaca-se, contudo, que maiores investimentos em infraestrutura, aliados a programas governamentais, que promovam o sucateamento de frotas antigas, como o 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.

9.2.4 Agropecuário

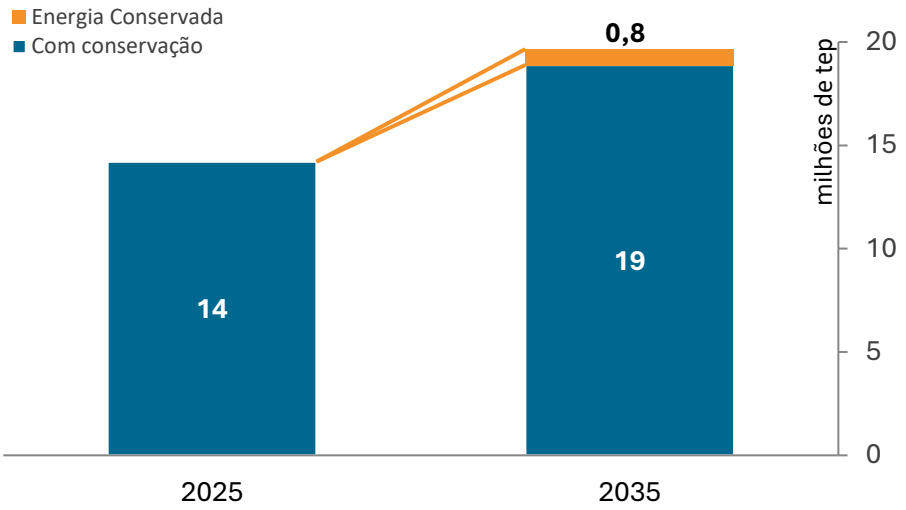
Conforme apresentado no Capítulo 2 – Demanda de Energia, segundo projeções do PDE, diesel (óleo diesel + biodiesel), lenha e eletricidade, ordenadamente representarão mais de 99% da demanda agropecuária em 2035. Portanto, esta sessão se concentrará apenas na análise de eficiência destas três fontes energéticas principais.

Projeta-se no horizonte do PDE, até 2035, um ganho de eficiência energético médio acumulado de 4% em todo o setor agropecuário, sendo a contribuição distribuída da seguinte forma: 59% para o óleo diesel, 21% para eletricidade e 19% para lenha, o que contribui a evolução da demanda no setor agropecuário neste horizonte, com um crescimento médio estimado de 2,6% a.a.

O principal energético do setor é o óleo diesel S, portanto, o maior potencial de ganho em eficiência energética, neste setor, está associado a está fonte. O ganho de eficiência está

associado às eficientizações de caldeiras e motores à combustão interna. Outros ganhos, estão 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 9-15).

Figura 9-15 – Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



Fonte: Elaboração EPE.

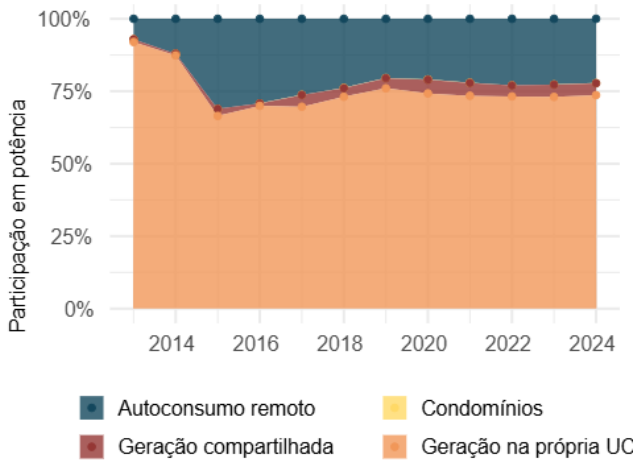
9.3 Micro e minigeração distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2024, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com cerca de 9,5 GW instalados, superando todas as outras tecnologias, inclusive as de geração centralizada. Com esse crescimento, a MMGD representou, até dezembro de 2024, 5,6% da geração total de eletricidade no Brasil e 13% do consumo no ambiente cativo. 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 3,2 milhões de usinas foram implementadas e qual a natureza das 5 milhões de unidades consumidoras (UCs) que estão se beneficiando da energia produzida. Nota-se que 74% da potência está concentrada na Geração na Própria UC, seguida do Autoconsumo Remoto com 22% e Geração Compartilhada com 4%. A modalidade de condomínios, também conhecida como empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUCs), apresenta menor representatividade, com 17,2 MW instalados desde 2012. A Figura 9-16 permite observar como foi esta evolução desde 2012.

Figura 9-16 – Distribuição da potência por modalidade



Fonte: Elaboração EPE - Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.

Desde a regulamentação da geração distribuída no Brasil pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a modalidade predominante tem sido a geração na própria unidade consumidora (UC), que possui maior simplicidade técnica e regulatória, maior previsibilidade no retorno financeiro e soluções de mercado maduras. No entanto, a partir de 2015, observa-se uma mudança gradual na composição relativa das modalidades, com o crescimento do autoconsumo remoto e da geração compartilhada.

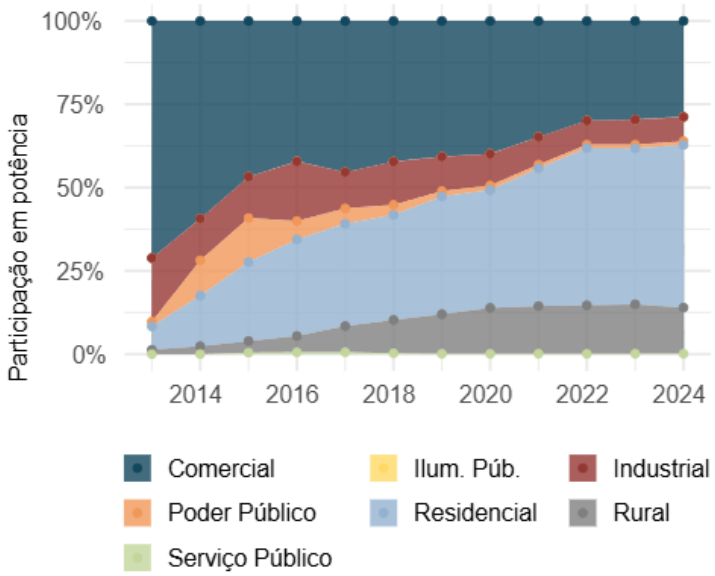
Esse movimento foi influenciado pelas Resoluções Normativas nº 687/2015 e nº 786/2017, que ampliaram as possibilidades de uso da energia gerada, permitindo, por exemplo, a modalidade de MMGD remota. Essa flexibilização foi especialmente relevante para setores como comércio, indústria, agropecuária e serviço público, que passaram a adotar o autoconsumo remoto para otimizar o uso da energia em diferentes locais.

Paralelamente, a geração compartilhada ganhou maior visibilidade, com a formação de cooperativas, consórcios e outros meios que a regulação permitiu. Fatores como maior complexidade operacional, jurídica e de governança, podem explicar sua menor participação na potência total instalada.

No caso dos condomínios, fatores como a necessidade de consenso entre condôminos, a divisão proporcional da energia gerada e questões administrativas contribuem para a participação limitada e podem tornar essa opção menos atraente em comparação a modalidades mais flexíveis, como o autoconsumo remoto.

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. A Figura 9-17 permite observar como foi esta evolução desde 2012.

Figura 9-17 – Distribuição da potência por classe



Fonte: Elaboração 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. Até 2020, a classe comercial era a predominante em potência instalada de micro e minigeração distribuída (MMGD), seguida pela classe residencial. Nesse período, ambas as classes seguiram trajetórias de crescimento semelhantes. No entanto, a partir de 2021, esse cenário mudou: a potência instalada da classe residencial ultrapassou a da classe comercial.

Esse fenômeno pode ser compreendido a partir de um conjunto de fatores que atuaram simultaneamente e de forma complementar. Entre eles, estão o aumento da oferta de financiamento acessível para sistemas solares residenciais, redução de custos de painéis fotovoltaicos, a mobilização de consumidores diante da tramitação da Lei nº 14.300/2022, que propôs mudanças nas regras de compensação de energia, e o avanço de modelos de negócio voltados ao público residencial.

A pandemia também estimulou a busca por alternativas de economia diante do aumento da permanência em casa. Além disso, unidades comerciais e industriais passaram a migrar para o mercado livre de energia, sendo fator que reduziu o ritmo de adesão à geração distribuída nesse segmento. A soma desses fatores favoreceu a expansão acelerada da MMGD residencial, resultando na ultrapassagem da classe comercial em potência total instalada.

O crescimento da participação residencial também foi acompanhado pelo aumento da participação da classe Rural. Além disso, nota-se 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.

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 (mais detalhes no Box 2);
- 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.

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 n° 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 9-2. Considerando a publicação da Lei no início de 2022, as novas regras entram em vigor, portanto, a partir de 2023.

Tabela 9-2 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei nº 14.300 de 2022

	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 A[3]	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg

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).

Fonte: Elaboração EPE.

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 custos e benefícios da MMGD para o setor elétrico. Essa definição deveria ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei. No entanto, as diretrizes para a metodologia de valoração foram estabelecidas pela Resolução nº 2/2024 do Conselho Nacional de Política Energética, e o estudo está previsto na Agenda Regulatória da ANEEL para o segundo semestre de 2026.

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 2035 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. 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[131].

Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMGD no PDE 2035. 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 publicada[132]. Adicionalmente, o 4MD é um

[131] Os cenários superior e inferior são baseados em premissas adotadas pela EPE para fins de modelagem e não necessariamente representam os reais custos e benefícios da MMGD, cuja definição depende de regulação da ANEEL.
[132] https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-modelo-de-mercado-da-micro-e-minigeracao-distribuida-4md-base-metodologica-

software livre e a versão utilizada no PDE 2035 pode ser acessada através do seguinte endereço: https://github.com/EPE-GOV-BR/epe4md/

Resultados

A Tabela 9-3 resume os principais resultados para os cenários modelados. A Figura 9-18 ilustra a evolução da capacidade instalada para cada cenário. Na sequência, é apresentado um detalhamento do cenário Referência.

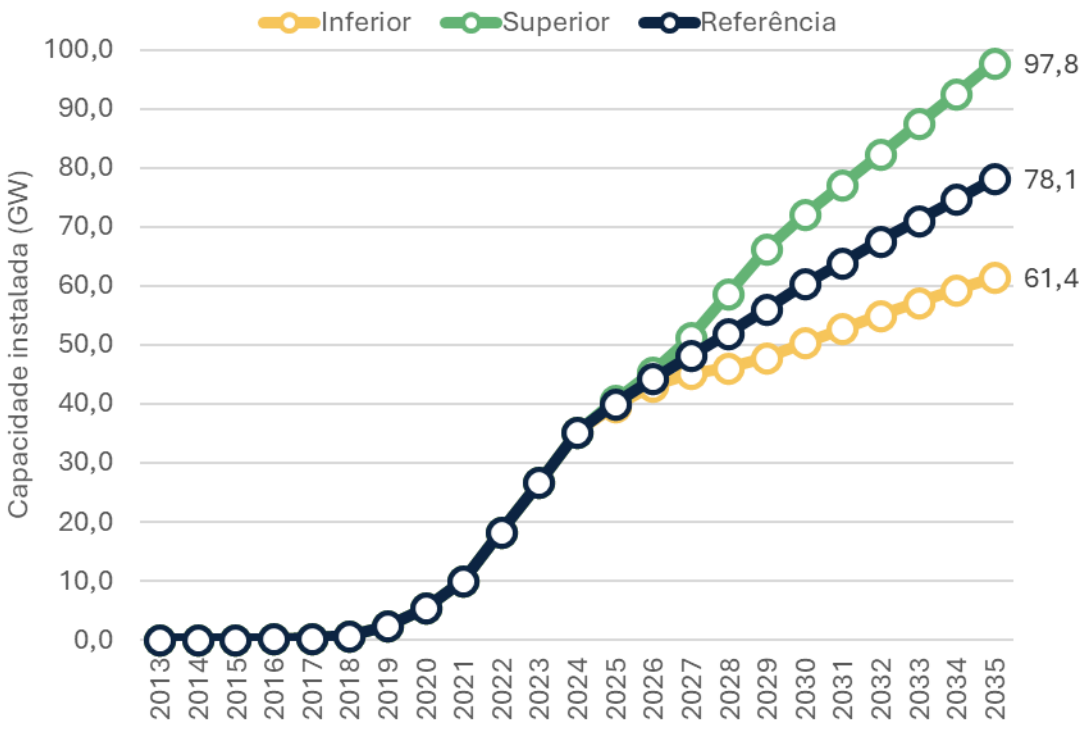
Tabela 9-3 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD

Cenários	Adotantes (2013-2035) Milhões	Potência (2013-2035) GW	Geração (2035) GWmed	Investimentos (2025 a 2035) R$ bilhões
Superior	12,1	97,8	15,2	155,9
Referência	9,5	78,1	12,1	105,7
Inferior	7,5	61,4	9,4	62,8

Fonte: Elaboração EPE.

Como mostra a Figura 9-18, os cenários construídos apresentam uma ampla faixa para o resultado de capacidade instalada em 2035, que pode variar de 61,4 GW (cenário inferior) até 97,8 GW (cenário superior). Isso mostra como o cálculo dos benefícios pode influenciar o desenvolvimento do mercado de MMGD no Brasil. De toda forma, vale ressaltar que mesmo no cenário inferior, que prevê apenas a compensação da TE Energia, a modalidade de MMGD continua crescendo com vigor no País.

Figura 9-18 - Capacidade instalada de MMGD por cenário



Fonte: Elaboração EPE.

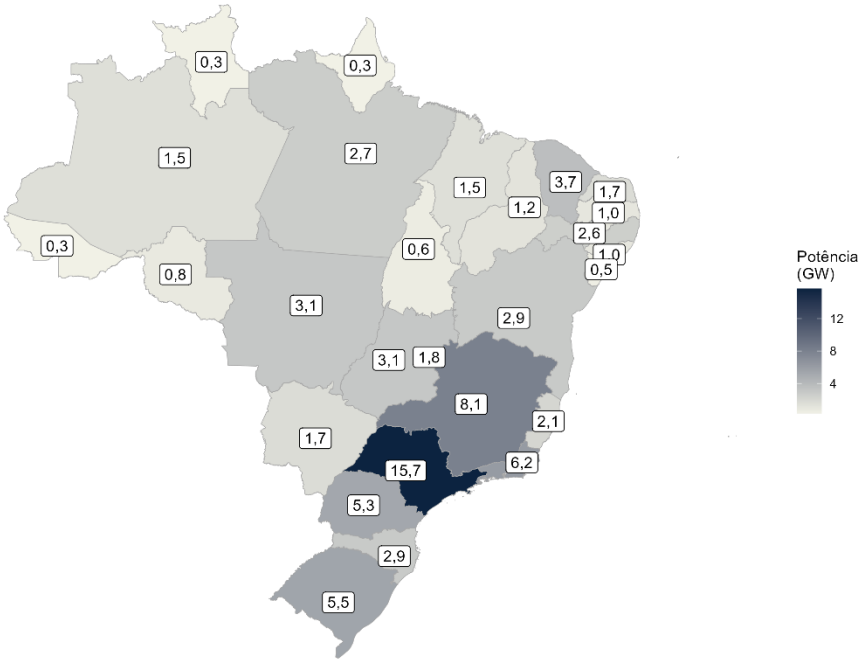
O cenário Referência, adotado nesta edição do PDE como referência, é, dentre as alternativas simuladas, um cenário moderado. Em função do pagamento pelo uso da rede de distribuição (TUSD Distribuição), há uma redução inicial na atratividade dos investimentos nesse cenário. Ainda assim, conforme apresentado na Tabela 9-4, há um crescimento significativo em todas as regiões do país no horizonte decenal. Estima-se que a região Sudeste seja líder nessa expansão, com crescimento de 172% em relação à potência instalada de 2024. Nessa região, destacam-se os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais (Figura 9-19).

Tabela 9-4 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD por região de 2025 a 2035

	SE	NE	S	N	CO
Potência	+20,3	+9,2	+5,8	+3,8	+3,8
Crescimento entre 2025 e 2035	172%	133%	73%	143%	63%

Fonte: Elaboração EPE.

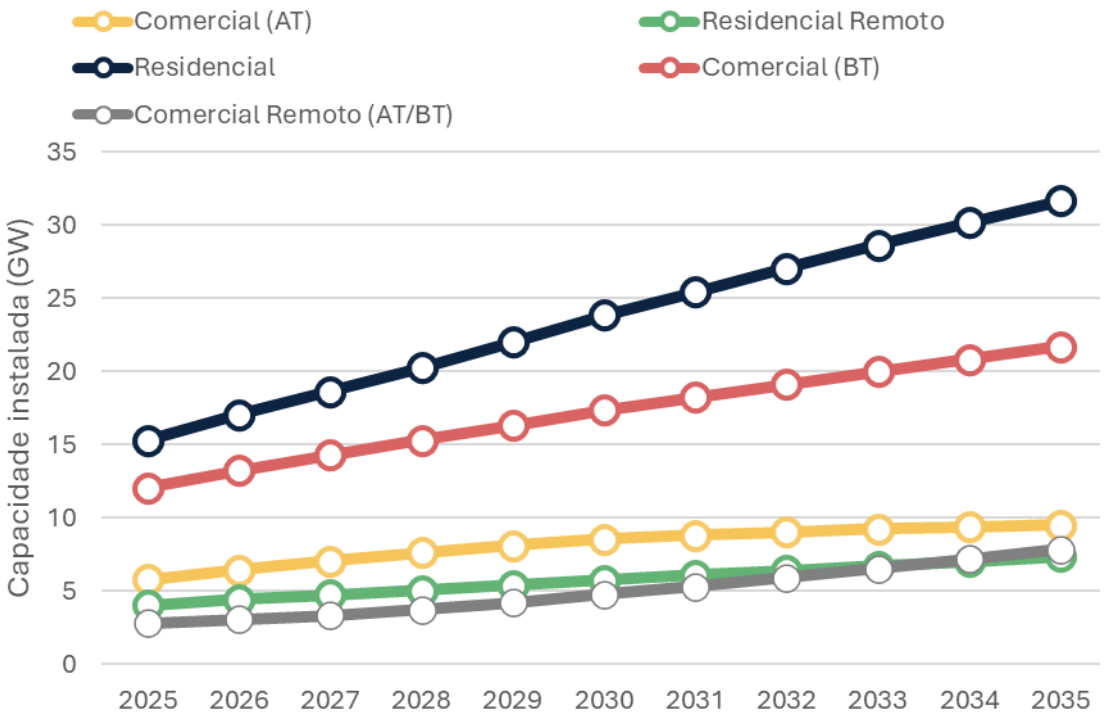
Figura 9-19 – Projeção da capacidade instalada de MMGD em 2035 (GW) por UF



Fonte: Elaboração EPE.

A análise da distribuição por segmentos, apresentada na Figura 9-20, demonstra que é esperado um crescimento acentuado nos segmentos residencial (para consumo local) e comercial, local e remoto, enquanto os segmentos comercial de alta tensão e residencial remoto terão um crescimento atenuado.

Figura 9-20 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2035



Fonte: Elaboração EPE.

Por fim, em termos de tecnologia de geração, como pode ser visualizado na Figura 9-21 , é esperado que a energia fotovoltaica se mantenha como fonte predominante, com 98,9% da potência instalada em 2035.

Figura 9-21 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por fonte em 2035



Fonte: Elaboração EPE.

9.4 Armazenamento atrás do medidor

O armazenamento de energia atrás do medidor (*behind-the-meter* – BTM) representa uma solução multifuncional com potencial técnico para atuação em diferentes segmentos do Sistema Interligado Nacional (SIN), posicionando-se como uma alternativa relevante no planejamento da expansão do sistema elétrico. Sua versatilidade e capacidade de rápida implementação, especialmente quando comparada às obras convencionais de rede, conferem ao armazenamento BTM a capacidade de responder de forma dinâmica a restrições locais e sazonais, viabilizando potenciais benefícios com menores custos e prazos. Sob tal perspectiva, o armazenamento BTM pode se consolidar como um recurso estratégico no processo de modernização do setor elétrico.

No âmbito da geração, o BTM contribui com flexibilidade e despachabilidade, permitindo uma gestão mais eficiente da demanda e viabilizando a arbitragem de preços. Ele possibilita o deslocamento temporal da energia, o que favorece a integração de fontes renováveis intermitentes. Além disso, sua presença pode reduzir a necessidade de cortes de carga ou geração controláveis (*curtailable load*), especialmente quando associado à participação em mecanismos de mercado como leilões de energia e capacidade.

Do ponto de vista do consumo, o armazenamento BTM permite uma maior flexibilidade na gestão da curva de carga e da geração distribuída local. Ele viabiliza estratégias como o corte de demanda nos horários de pico (*peak shaving*) e o deslocamento do consumo para horários mais vantajosos (*load shifting*), além de oferecer uma fonte de backup em situações de falha na rede elétrica principal, aumentando a resiliência do consumidor em um contexto de eventos climáticos extremos.

Na distribuição, o BTM contribui para a otimização do uso da rede elétrica ao oferecer alternativas às soluções tradicionais de expansão. Ele melhora o controle do fluxo bidirecional de energia, com potencial para mitigar sobrecargas em barramentos críticos. Além disso, o armazenamento pode ser utilizado em serviços emergenciais, facilitando ações de manutenção preventiva e corretiva.

Sob a ótica da operação do sistema, o BTM atua na minimização de restrições de fluxo ao otimizar o balanço entre carga e geração. Ele também pode prestar serviços ancilares, especialmente quando integrado a redes inteligentes (*smart grids*), contribuindo de forma significativa para a estabilidade e confiabilidade operativa do sistema elétrico. Essas múltiplas funcionalidades posicionam o armazenamento BTM como uma peça-chave em um cenário de transição energética, oferecendo um leque de possibilidades que podem ser exploradas por meio de políticas públicas e modelos de negócio inovadores.

Box 9.1 O caso das baterias para controle de fluxo inverso de potência

As restrições técnicas associadas à crescente penetração da geração distribuída no sistema elétrico nacional abrem espaço para a valorização de soluções como o armazenamento de energia atrás do medidor e outros recursos energéticos distribuídos. Com a estimativa do ONS (2024) de que, já em 2024, cerca de 22% da geração elétrica do país esteja conectada à rede de distribuição – sendo 53 GW provenientes de fontes não despacháveis como a micro e minigeração distribuída (MMGD) e usinas do Tipo III, o sistema interligado nacional (SIN) enfrentará desafios operacionais significativos. Entre eles, destacam-se o fluxo reverso de potência ativa e a acentuada variação da demanda ao longo do dia, fenômenos que exigem novas abordagens para garantir a estabilidade e a flexibilidade necessária para a eficiência da operação.

Box 9.1 O caso das baterias para controle de fluxo inverso de potência

Nesse contexto, o armazenamento atrás do medidor surge como uma alternativa estratégica para mitigar os efeitos do fluxo reverso, especialmente em um cenário em que se projeta que 120 subestações de transmissão apresentarão esse tipo de comportamento em suas fronteiras até 2029. A capacidade de realizar o deslocamento de carga (*load shifting*) e a redução de picos (*peak shaving*) de forma coordenada pode contribuir para equalizar o fluxo de potência dentro dos limites da rede de distribuição, aliviando a sobrecarga dos transformadores e subestações, reduzindo o risco da necessidade de intervenções corretivas no sistema e, inclusive, podem vir a postergar a necessidade de reforços e ampliações nos sistemas de distribuição.

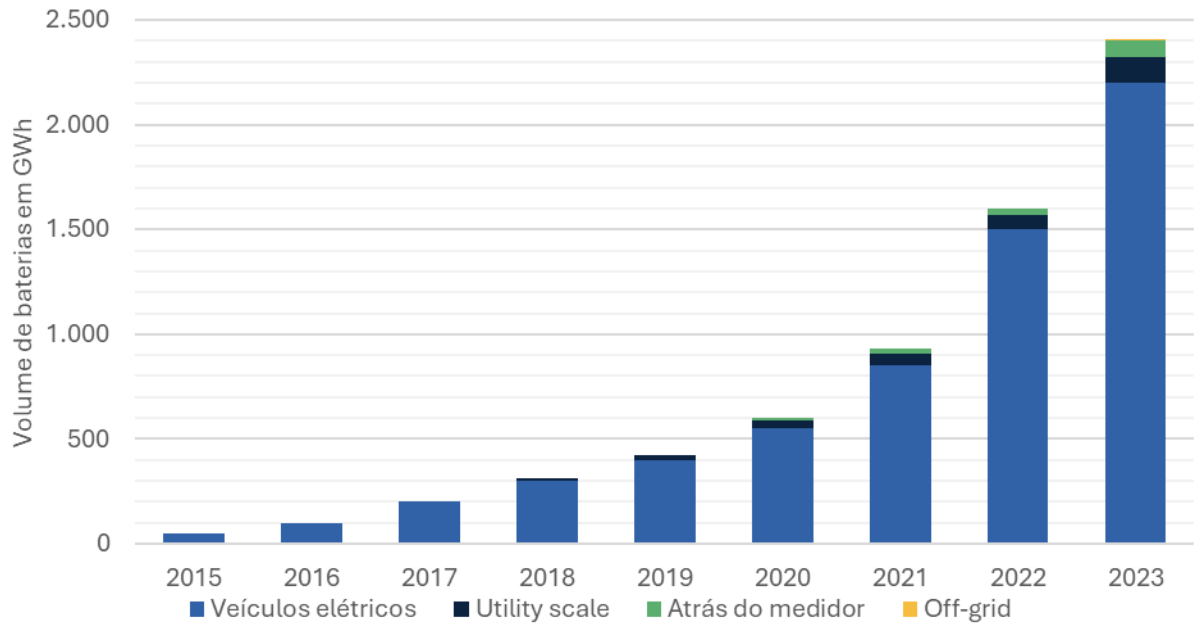
Outro aspecto relevante é a transformação esperada na curva de carga, impulsionada pela geração fotovoltaica distribuída. A possibilidade de armazenar o excedente de energia gerado durante o dia e utilizá-lo nos horários de maior consumo representa uma oportunidade para suavizar as rampas de acionamento de usinas de fontes despacháveis, que tradicionalmente são acionadas para atender aos picos. Essa dinâmica não apenas melhora a eficiência do sistema, como também abre um leque de possibilidades para o desenvolvimento de soluções inovadoras que conciliem os interesses da operação do sistema com os benefícios econômicos e ambientais da geração descentralizada.

Ainda, possibilita a prospecção de novos modelos de serviços, como por exemplo, o agente agregador ou o uso de *Virtual Power Plants* – VPPs para essas baterias ou, ainda, uma atuação mais coordenada quando da implementação do Operador do Sistema de Distribuição (*Distribution System Operator* – DSO), ao mesmo tempo que também traz relevância para a adoção de medidores inteligentes que podem vir, a se integrar, com a tecnologia *Vehicle-to-Grid* - V2G.

Panorama do mercado de armazenamento

Dentro do contexto global, o mercado de armazenamento em baterias vem crescendo rapidamente. A capacidade global acumulada saltou de 1 GW (2013) para 85 GW (2023), com 42 GW adicionados apenas em 2023. O segmento de baterias para veículos elétricos (VEs) representou mais de 90% do crescimento acumulado do mercado entre 2015 e 2023, como apresentado na Figura 9-22. Excluindo essa aplicação, o mercado global de baterias estacionárias dobrou em 2023, elevando o volume total em uso para mais de 190 GWh. Baterias atrás do medidor representaram cerca de 30% do mercado estacionário, com um crescimento de 250% em relação a 2022.

Figura 9-22 – Evolução do volume de baterias de íon-lítio em uso por tipo de aplicação (GWh)

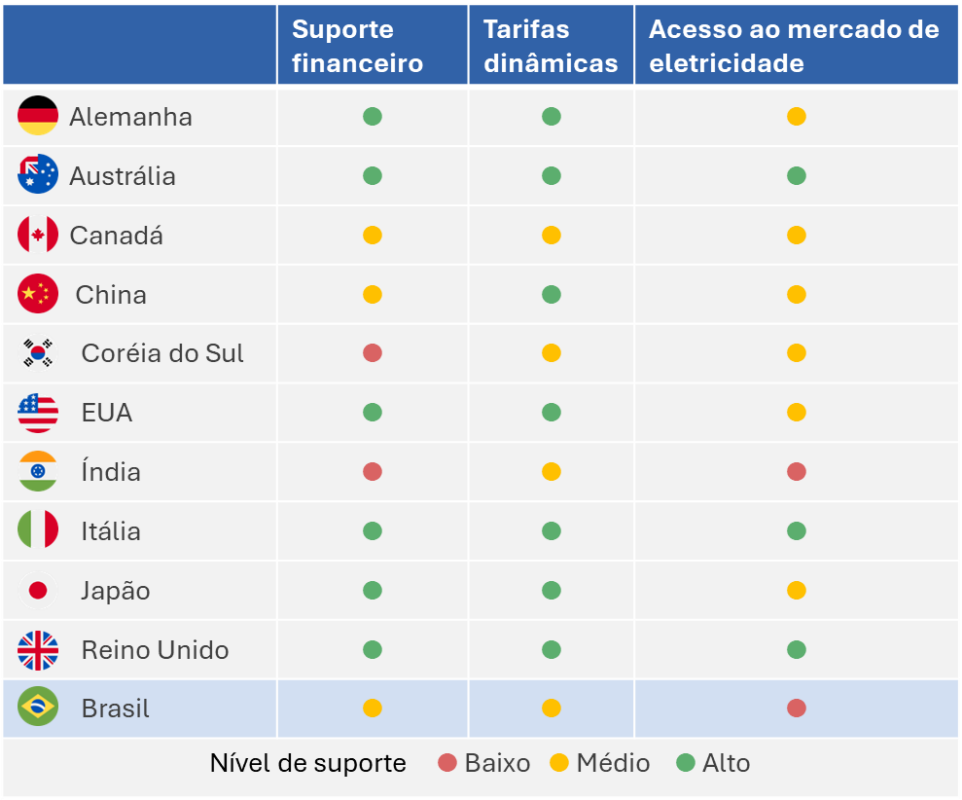


Fonte: IEA (2024).

A cadeia de suprimentos para suportar a evolução desse mercado é bastante concentrada. A China lidera com 85% da produção global de células, forte presença em materiais ativos e no refino de minerais críticos. Nessa cadeia, a tecnologia de íon-lítio dominou o mercado de veículos elétricos e armazenamento em 2023.

O desenvolvimento do mercado de baterias atrás do medidor tem sido impulsionado por políticas de incentivo, voltadas à viabilidade econômica do investimento e participação desse ativo nos mercados de eletricidade. Como apresentado na Figura 9-23, diversos países têm avançado no suporte financeiro direto para a compra dos equipamentos, como no programa australiano *Home Batteries*, que busca reduzir o custo de um sistema de baterias em cerca de 30% (Box 9.1).

Figura 9-23 – Modalidades de incentivos aplicados a sistemas de armazenamento BTM na experiência internacional



Fonte: Adaptado de IEA (2024)

Box 9.2 Programas de incentivo ao armazenamento atrás do medidor na Austrália

A Austrália tem implementado políticas públicas voltadas ao armazenamento de energia em baterias atrás do medidor em diferentes frentes. Em abril de 2025, o governo federal anunciou o *Cheaper Home Batteries Program* (CHBP), com previsão de investimento de AUD 2,3 bilhões, visando estimular a instalação de até um milhão de baterias residenciais compatíveis com usinas virtuais de energia (*Virtual Power Plants* – VPPs) até 2030.

O programa, que será operacionalizado a partir de 1º de julho de 2025, utilizará a estrutura do *Small-Scale Renewable Energy Scheme* (SRES) e prevê um incentivo aplicável a sistemas entre 5 kWh e 100 kWh, com limite de 50 kWh por instalação. A expectativa é que o programa viabilize a instalação de pelo menos 6,2 GWh em capacidade de armazenamento.

Além do CHBP, o país também lançou o *Community Batteries for Household Solar Program*, que prevê a instalação de mais de 420 baterias comunitárias em bairros de todo o país. A primeira rodada do programa, coordenada pela *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA), aprovou AUD 143 milhões para apoiar a implantação de até 370 baterias, com capacidade agregada de 281 MWh, distribuídas em todos os estados e territórios australianos. Essas baterias, com potência de até 5 MW, serão operadas por 21 prestadores de serviços de rede e organizações não vinculadas à rede, e devem beneficiar até 100 mil residências com armazenamento compartilhado de energia solar.

Fonte: CARROLL (2025a, 2025b)

A aplicação de tarifas dinâmicas é outra forma de incentivar o uso de baterias, com tarifas diferenciadas conforme o horário de consumo. Por fim, em vários países, a participação de sistemas de baterias nos mercados competitivos de eletricidade é viabilizada por meio de agregadores, agentes que reúnem diversos consumidores, possibilitando receita adicional para os sistemas de armazenamento.

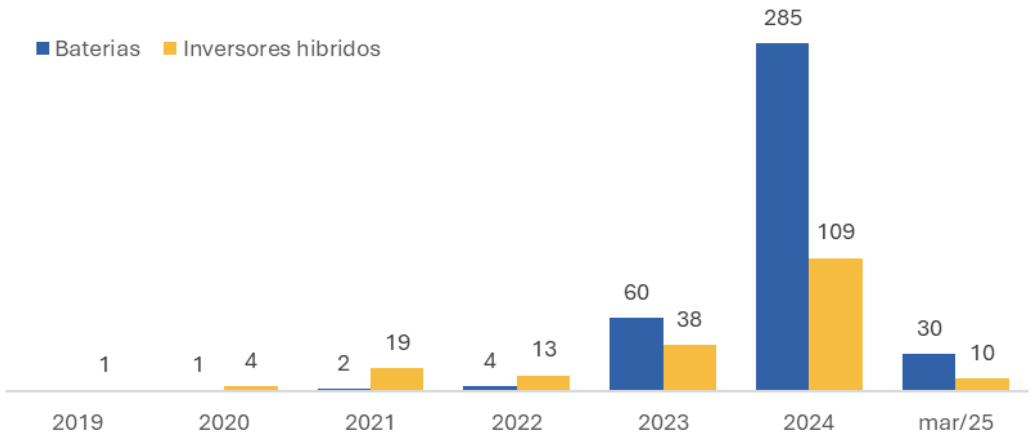
No Brasil, as tarifas horo-sazonais - aplicáveis aos consumidores de alta tensão - oferecem algum incentivo; entretanto, consumidores atendidos em baixa tensão ainda enfrentam tarifas constantes, o que dificulta a viabilidade econômica do investimento em baterias. Por outro lado, medidas regulatórias, financeiras e industriais têm sido implementadas com o objetivo de viabilizar o desenvolvimento deste mercado no contexto nacional.

No eixo regulatório, a REN nº 1.000/2021 da ANEEL e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) autorizam a conexão de sistemas de armazenamento em unidades consumidoras, com aprimoramentos previstos no Roadmap Regulatório da Agência (ANEEL, 2022). A ANEEL também reconheceu o armazenamento como alternativa para a conexão de projetos de micro e minigeração distribuída (MMGD) em casos de inversão de fluxo.

No âmbito financeiro, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), por meio do FINAME, oferece crédito com taxas diferenciadas para aquisição de sistemas estacionários de armazenamento de energia, baterias e eletrolisadores, facilitando o acesso dos consumidores e empresas a essa tecnologia. Já na política industrial, o programa Nova Indústria Brasil, em seu Plano de Ação 2024-2026, tem como objetivo a nacionalização progressiva das baterias, buscando aumentar a competitividade da cadeia produtiva por meio do fortalecimento dos usos estacionários e da mobilidade elétrica. O MDIC, via resoluções do Gecex, concede redução do Imposto de Importação quando não há produção nacional equivalente a equipamentos da Família NCM 85, como, por exemplo: acumuladores (85.07), baterias (85.06) e inversores (85.04).

Por fim, no âmbito normativo, a Portaria INMETRO 140/2022 estabelece requisitos técnicos obrigatórios para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, visando garantir segurança, desempenho e qualidade dos produtos comercializados no Brasil. De fato, a partir da normativa, observou-se um número expressivo de baterias credenciadas pelo INMETRO, como aponta a Figura 9-24 .

Figura 9-24 – Evolução do número de equipamentos credenciados pelo Inmetro

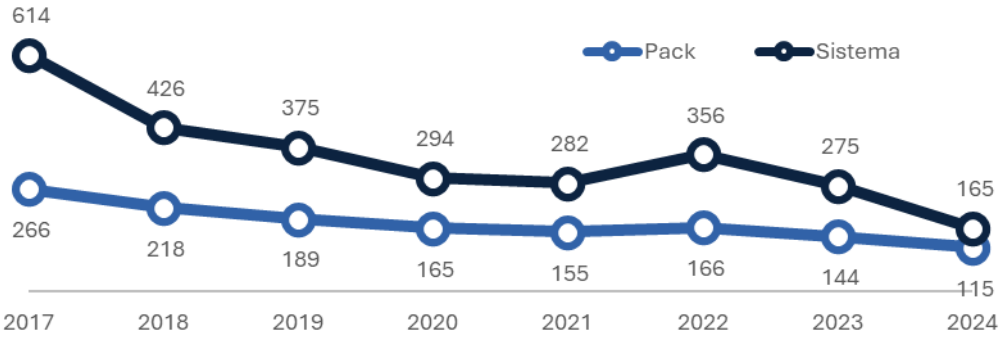


Fonte: Autoria própria com base em INMETRO (2025)

Preços dos sistemas de armazenamento

O custo dos sistemas de armazenamento em baterias, sobretudo em menores escalas, para aplicações BTM, é um dos elementos críticos na discussão de perspectivas de desenvolvimento desse mercado. A Figura 9-25 apresenta o histórico de queda nos preços dos *packs* e sistemas de baterias de íon-lítio nos últimos anos. O preço verificado nos packs, cabe destacar, são voltados para o mercado de VEs. O preço dos sistemas, por sua vez, considera equipamentos adicionais necessários para aplicações estacionárias, como inversores. Em uma análise do horizonte decenal, projeções da BloombergNEF (2025) apontam para queda adicional de 45% a 57% nos preços atuais dos sistemas de baterias até 2035, com ganhos em densidade e vida útil.

Figura 9-25 – Preço mundial baterias de íon-lítio (valores reais em USD/kWh, 2024)



Nota: Preço do sistema considera todos os equipamentos para o projeto, excluindo EPC e conexão à rede.

Fonte: BloombergNEF (2024; 2025)

No contexto nacional, ainda há incertezas significativas quanto ao preço final dos sistemas de baterias, dado que os custos podem variar de acordo com o fornecedor, a escala e configuração do empreendimento. Além disso, mudanças na carga tributária aplicável a estes sistemas também podem impactar o preço final de forma relevante. Segundo dados da ABSAE (2024), um sistema de bateria para aplicação comercial e industrial (3MWh) possui um preço final de cerca de R$ 2.000/kWh, considerando a carga tributária atual (Tabela 9-5).

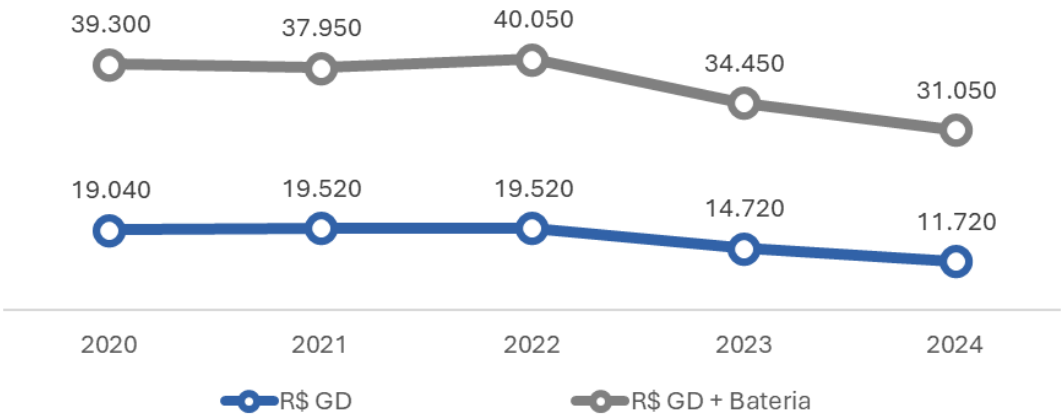
Tabela 9-5 – Composição do preço final de sistema de baterias de 3 MWh, com autonomia de 3 horas

Componentes	C&I – 3 MWh
CAPEX do BESS + equipamentos (FOB US$/kWh)	170,00
Custos logísticos (% do CAPEX)	5,0%
EPC + BOS (% do CAPEX)	13,0%
Carga tributária nacional (%)	70,8%
Preço BESS instalado (R$/kWh)	**1.920**

Fonte: ABSAE (2024)

Para a análise de sistemas residenciais, a Figura 9-26 apresenta a evolução de preços de sistemas residenciais de MMGD e híbridos (geração fotovoltaica e bateria) entre 2020 e 2024, a partir do levantamento da Greener (2025a, 2025b). Com base nesses dados, estima-se que o preço final do sistema de baterias para o consumidor residencial esteja próximo de R$3.500/kWh.

Figura 9-26 – Evolução do preço final de sistemas residenciais de GD fotovoltaica com e sem bateria (valores em R$)



Nota: Considera sistema de GD fotovoltaica de 4kWp e sistema de bateria de 5kWh

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Greener (2025a, 2025b)

Aplicações de baterias atrás do medidor simuladas no PDE

Em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com viabilidade econômico-financeira, baterias atrás do medidor ainda são pouco utilizadas no Brasil. Contudo, dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, bem como as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar as principais possibilidades de uso de baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal (Tabela 9-6). Duas aplicações serão discutidas em mais detalhes na sequência:

- Deslocamento de consumo com Tarifa A4;
- Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída.

Tabela 9-6 – 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
Aumento do autoconsumo da MMGD	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

Fonte: EPE.

A aplicação de baterias para deslocamento do consumo com tarifa branca não foi simulada nesta edição do PDE, apesar de ter sido avaliada em edições anteriores. Historicamente, essa modalidade tem demonstrado pouca viabilidade em função da baixa diferença entre a tarifa convencional e a tarifa branca fora ponta (esta é cerca de 80% da tarifa convencional[133]). Nesse sentido, há pouco estímulo para um consumidor convencional migrar para a tarifa branca. De

[133] Segundo dados da ANEEL, em julho de 2025: ANEEL | Portal Reports Abertos

fato, o uso de baterias em conjunto com a tarifa branca tem sido pouco explorado comercialmente frente às demais aplicações. Portanto, neste PDE foi dada ênfase a aplicações que se mostram mais maduras no horizonte do Plano. De toda forma, a EPE permanecerá monitorando o mercado de armazenamento do Brasil e poderá avaliar a aplicação de baterias junto à tarifa branca em estudos futuros.

Metodologia das simulações

A EPE realizou simulações de atratividade do investimento com base em dados reais de consumo de 15 unidades consumidoras, sendo 9 do segmento residencial e 6 do segmento comercial. Os dados em escala horária referente ao consumo de 2019 foram fornecidos pela empresa Sun Mobi através de um acordo com a EPE[134]. Os dados foram tratados e normalizados de forma que todos os consumidores tivessem um consumo anual de 10.000 kWh. Dessa forma, o foco da análise recai sobre as diferenças nos padrões de consumo horário, e não sobre o volume absoluto de energia demandado.

A operação horária dos sistemas e a análise financeira dos projetos foram simuladas por meio do software *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Em todas as simulações, foi adotada uma taxa real de desconto de 6% ao ano. As análises consideraram as tarifas de eletricidade vigentes em 2024, atualizadas com base na inflação. Eventuais desvios na trajetória futura das tarifas podem impactar os resultados obtidos. O mesmo raciocínio aplica-se à evolução do preço do diesel, que influencia diretamente a atratividade comparativa entre soluções. Detalhes adicionais referentes aos parâmetros adotados encontram-se sintetizados na Tabela 9-7.

Tabela 9-7 – 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 3.500 R$/kWh

Fonte: Elaboração EPE.

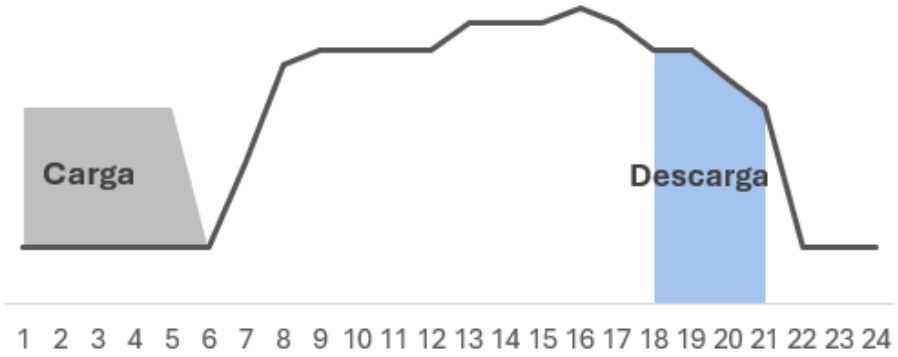
Aplicação I: Deslocamento de consumo na Alta Tensão

Desde 1988, o Brasil adota uma estrutura tarifária horo-sazonal obrigatória para os consumidores atendidos em alta tensão (AT). Com o objetivo de mitigar os elevados custos da tarifa no horário de ponta – período de três horas nos dias úteis, muitos consumidores comerciais e industriais recorrem ao uso de motogeradores a diesel como estratégia de redução de custos. Em 2015, a EPE estimou que entre 7 e 9 GW de capacidade instalada de geradores a diesel estavam em operação no país especificamente para atendimento da demanda no horário de ponta.

[134] Ver mais em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53140058/epe-e-sun-mobi-fecham-parceria-para-compartilhamento-de-informacoes

Baterias podem ser utilizadas estrategicamente para deslocar o consumo dos períodos de tarifa elevada (horário de ponta) para períodos de menor custo (fora ponta), como pode ser observado na Figura 9-27 . A atratividade econômica dessa estratégia está diretamente relacionada à magnitude da diferença tarifária entre esses dois períodos. Em contextos em que essa diferença é mais acentuada, o uso de baterias tende a ser mais vantajoso, permitindo a aquisição de energia no período fora ponta e sua posterior utilização no horário de ponta. Tal prática possibilita não apenas a mitigação dos custos com energia, mas também a substituição parcial de motogeradores a diesel, frequentemente utilizados por consumidores comerciais e industriais.

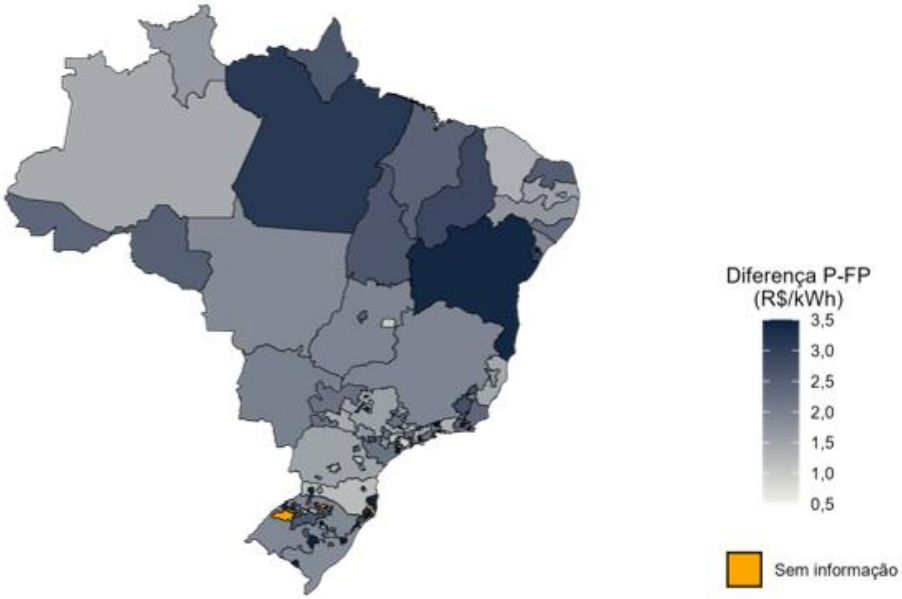
Figura 9-27 – Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação de deslocamento de consumo na Alta Tensão



Fonte: Elaboração EPE.

A Figura 9.28 ilustra a diferença tarifária entre os períodos de ponta e fora ponta, evidenciando os locais onde o armazenamento de energia elétrica apresenta maior potencial de viabilidade econômica. Dentre os estados com maior diferencial tarifário destacam-se a Bahia (3,41 R$/kWh), o Pará (3,12 R$/kWh) e Sergipe (2,99 R$/kWh).

Figura 9-28 – Distribuição geográfica da diferença tarifária entre ponta e fora ponta no território nacional



Fonte: Elaboração EPE.

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. Em termos técnicos, as baterias possuem um menor tempo de resposta em relação ao acionamento dos geradores a diesel. Essa característica a torna ideal para aplicações em cargas críticas ou sensíveis como hospitais ou servidores de dados.

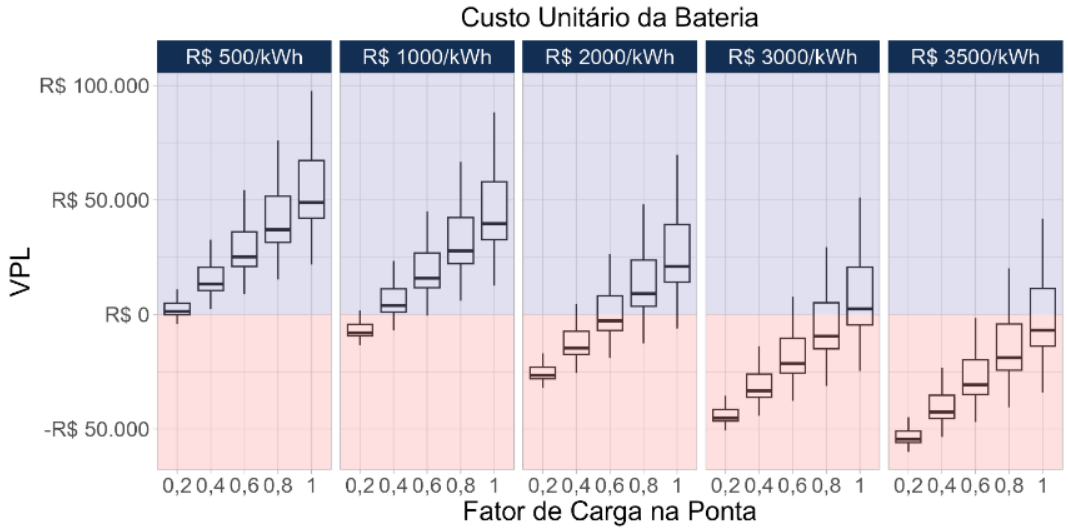
Neste PDE, a EPE elaborou duas análises sobre a atratividade do uso de baterias para consumidores atendidos em AT: para deslocar o consumo do horário de ponta e em comparação com a solução convencional (diesel). Em relação aos dados dos consumidores, sabe-se que o retorno das baterias irá variar de acordo 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.

Atratividade das baterias para deslocamento do consumo do horário de ponta

A distribuição do Valor Presente Líquido (VPL) obtido em cada simulação é apresentada na Figura 9-29 . Para consumidores com fator de carga na ponta (FCp) superior a 0,6 e considerando o custo de R$ 2.000/kWh – próximo do atual, verifica-se a viabilidade para algumas distribuidoras. Caso os custos dos sistemas de bateria reduzam ao longo da década, conforme discutido na seção anterior, a viabilidade tende a se estender a um número maior de consumidores. Os resultados

indicam, portanto, que, sob as condições tarifárias atuais, a instalação de baterias já pode ser economicamente atrativa para consumidores com FCp elevado em determinadas distribuidoras.

Figura 9-29 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horo-sazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta



Fonte: Elaboração EPE.

Atratividade das baterias versus geração diesel

Como discutido no item anterior, a esperada redução dos custos das baterias ao longo da próxima década tende a viabilizar o investimento em armazenamento para gestão de carga no horário de ponta para uma parcela dos consumidores do Grupo A. Entretanto, é importante destacar que, para essa aplicação, os consumidores ainda contam com a geração a diesel como uma alternativa substituta. Nesse contexto, a análise a seguir busca comparar a atratividade econômica das duas opções de investimento.

O sistema diesel foi simulado com as premissas apresentadas na Tabela 9-8. Os preços do diesel foram obtidos por unidade federativa 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.

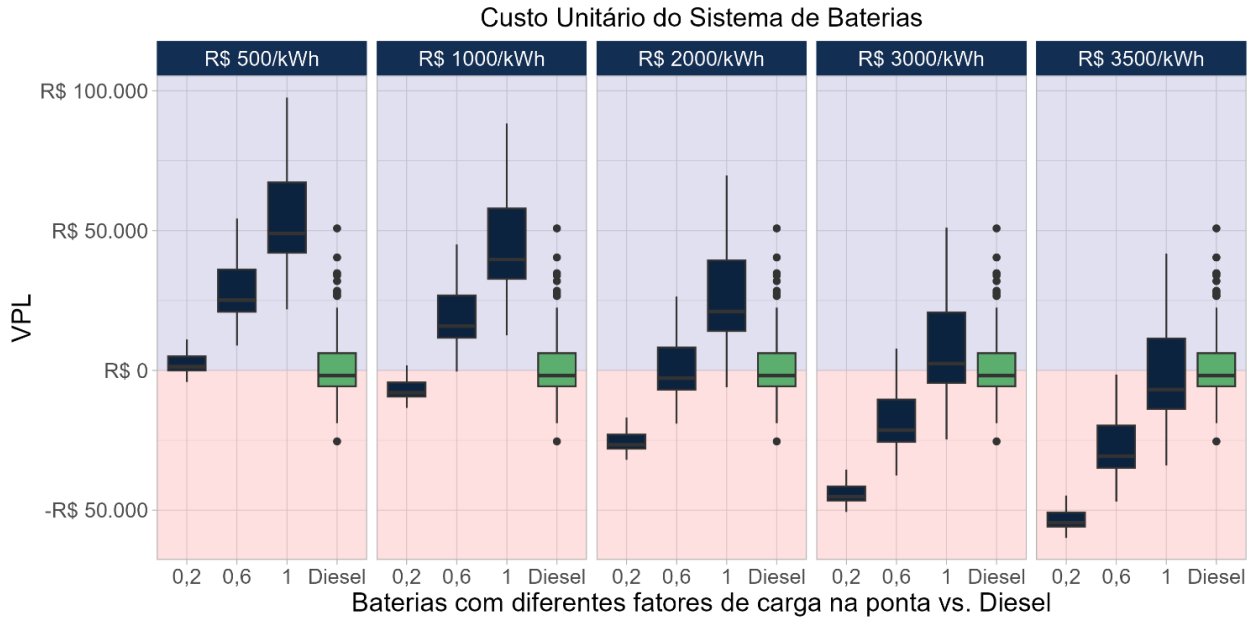
Os resultados apresentados na Figura 9-30 representam o VPL das baterias para consumidores com FCp igual a 0,2, 0,4 e 0,6 e o VPL da geração a diesel. Os resultados mostram que as baterias apresentam, em geral, melhor viabilidade a custos inferiores a R$ 1.000/kWh, quando comparado com a geração a diesel. No entanto, para consumidores com alto FCp, essa viabilidade pode ocorrer a partir do custo de R$ 3.000/kWh.

Tabela 9-8 – 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 (R$/litro)	5,95 (mediana observada em fev/2025)	ANP (2023)

Fonte: EPE.

Figura 9-30 – VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde



Fonte: EPE.

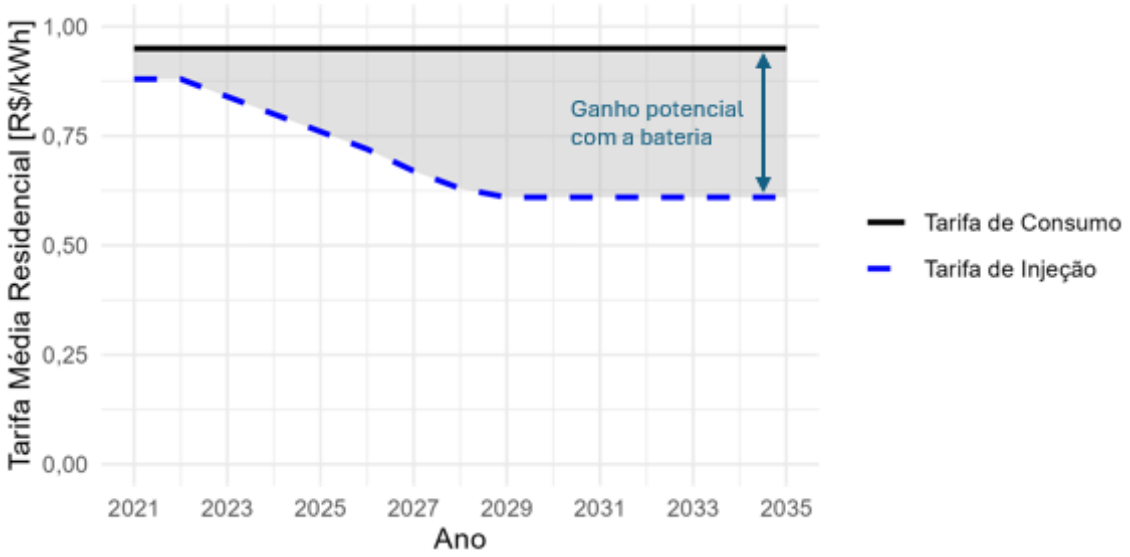
Aplicação II: Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída

O modelo original de compensação da geração distribuída estabelecido pela REN nº 482/2012 não oferecia incentivos econômicos para a adoção de sistemas de armazenamento, pois a energia excedente injetada na rede era creditada ao consumidor pelo mesmo valor da energia consumida. A aprovação da Lei nº 14.300/2022, entretanto, introduziu mudanças significativas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), criando uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa aplicada à injeção de energia, ao introduzir um desconto pequeno e progressivo sobre a energia injetada na rede.

Apesar de, atualmente, haver pouco ganho econômico a ser capturado com a instalação de baterias, a diferença entre a tarifa de consumo e de injeção reduz a atratividade da injeção de excedentes, conforme ilustrado pela Figura 9-31. Conforme discutido na seção anterior, a partir de 2029 a energia injetada passará a ser remunerada com base em uma metodologia que pondera custos e benefícios. Dessa forma, quanto menor for essa remuneração, maior será a

viabilidade econômica das baterias como estratégia de autoconsumo. Portanto, o gráfico representa uma remuneração estimada com base no Cenário Referência de MMGD.

Figura 9-31 – Ganho potencial com o uso de baterias oriundo da diferença entre tarifa de consumo e tarifa de injeção (Tarifa B1)

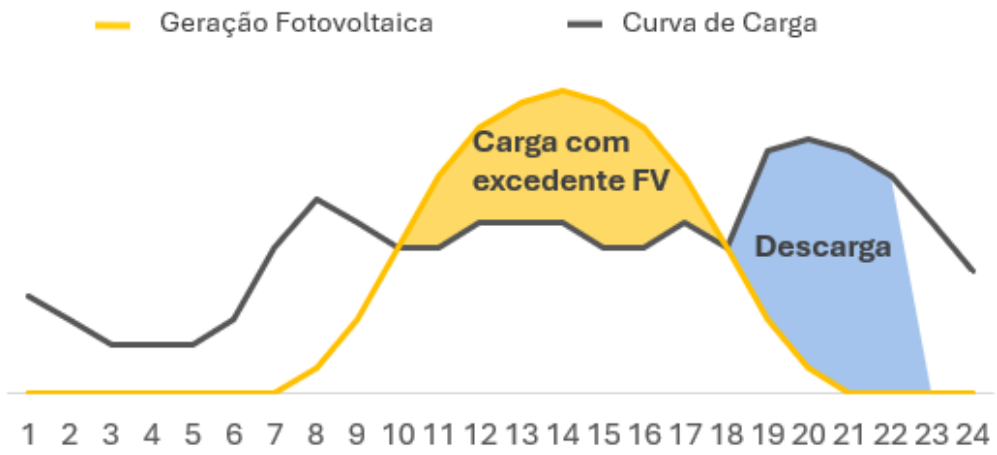


Notas: (1) a partir de 2029, considera o Cenário de Referência para MMGD, ou seja, sem a compensação da TUSD Distribuição; (2) Considera tarifa real constante.

Fonte: EPE.

Nesse novo contexto, as baterias assumem papel estratégico ao possibilitar o armazenamento da parcela de energia que, de outro modo, seria injetada na rede, para posterior consumo local. Essa dinâmica é exemplificada na Figura 9-32, que ilustra o funcionamento do armazenamento ao longo do dia, destacando os períodos em que o excedente fotovoltaico é acumulado e posteriormente utilizado para atender à carga local. Armazenar o excedente fotovoltaico maximiza o valor capturado, pois eleva o percentual da energia gerada que é consumido internamente e reduz as perdas financeiras associadas à compensação, protege o investidor contra futuras alterações regulatórias que possam restringir os créditos do SCEE, viabiliza a arbitragem tarifária ao deslocar o consumo para períodos de menor custo, ampliando a economia e ainda confere maior resiliência ao ponto de carga, assegurando continuidade de fornecimento em caso de falhas na rede de distribuição.

Figura 9-32 – Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação de aumento de autoconsumo da microgeração distribuída

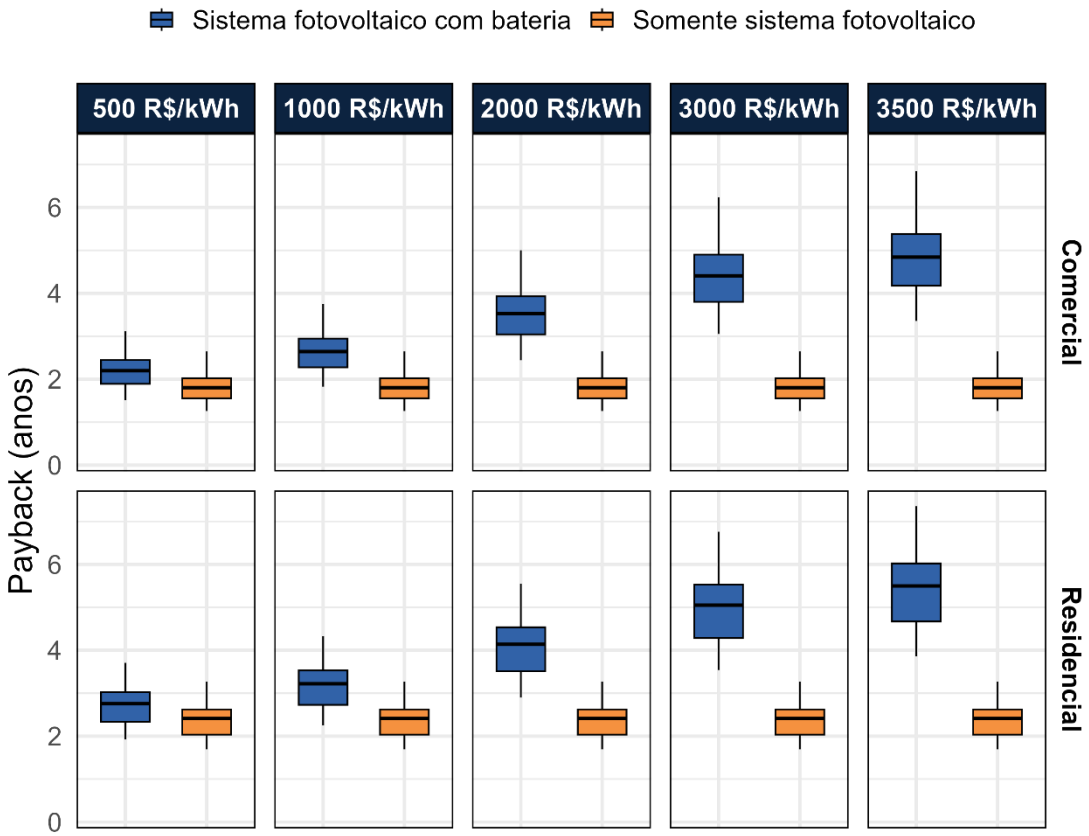


Fonte: EPE.

A operação do sistema de armazenamento destinado a elevar o autoconsumo é fortemente condicionada à variabilidade simultânea da geração fotovoltaica e do perfil de carga. Quando a produção supera a demanda, o estado de carga da bateria atinge rapidamente a carga máxima, obrigando a injeção do excedente na rede. Embora ampliar a capacidade de armazenamento possa reduzir essa exportação, este acréscimo eleva o CAPEX e cria longos períodos de subutilização. Definir o tamanho econômico-ótimo da bateria, portanto, exige uma análise detalhada de custo-benefício que contemple curvas de geração, perfis de consumo e parâmetros econômico-financeiros do projeto, tornando o dimensionamento não trivial.

A EPE simulou diferentes combinações de potência e energia para sistemas de baterias e identificou, como opção de maior atratividade média, o arranjo de 4kW / 8kWh. Em relação aos dados de irradiação e temperatura, adotaram-se os dados da base de MERRA-2, selecionando-se 35 cidades representativas, uma para cada distribuidora analisada. Os resultados obtidos para esse cenário de referência são apresentados na Figura 9-33 e indicam que a incorporação de baterias ao sistema de geração distribuída amplia o período de retorno do investimento (*payback*), tornando-o menos atrativo. Ainda assim, o conjunto híbrido de geração distribuída fotovoltaica com armazenamento por baterias pode sensibilizar um nicho específico de consumidores no horizonte decenal, sobretudo por oferecer benefícios complementares, como maior resiliência elétrica.

Figura 9-33 – Distribuição do *payback* para a finalidade de aumento do autoconsumo da micro GD – Análise para diferentes distribuidoras

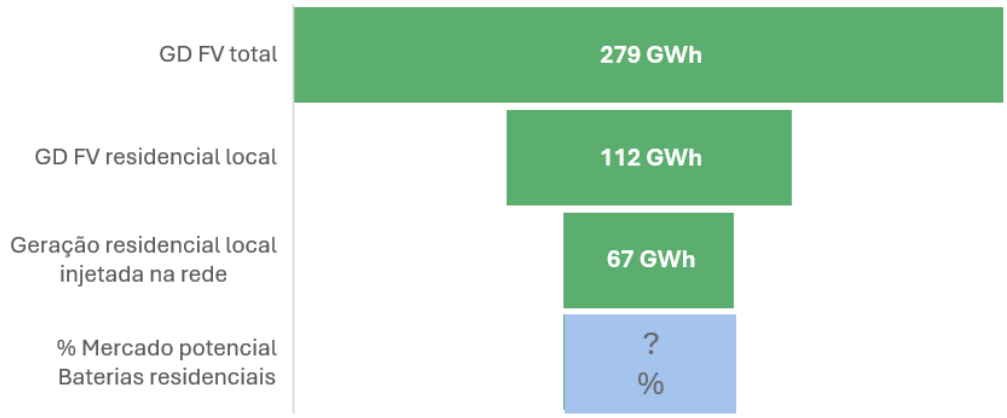


Fonte: EPE.

Mercado potencial para baterias residenciais no Brasil em 2035

A partir da projeção de adoção de sistemas fotovoltaicos no horizonte até 2035, a EPE realizou uma análise inicial do potencial de investimentos em baterias para a classe residencial na modalidade de autoconsumo local. Conforme apresentado na Figura 9-34, a simulação utilizou valores médios diários de geração fotovoltaica para estimar os investimentos necessários para armazenar frações da energia injetada por este segmento em 2035.

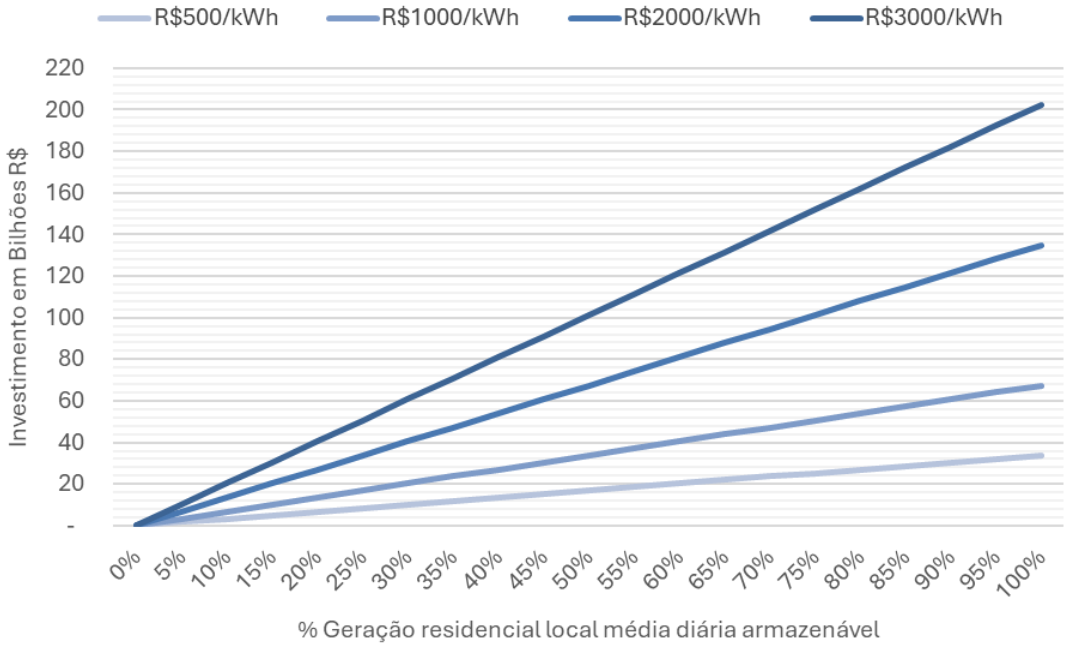
Figura 9-34 – Mercado potencial (GWh) a partir da projeção da geração fotovoltaica residencial diária em 2035



Fonte: EPE.

A sensibilidade apresentada na Figura 9-35 indica que os investimentos dependem do grau de penetração e do preço unitário das baterias. No limite superior, o investimento acumulado até 2035 poderia ser de aproximadamente R$ 200 bilhões. No entanto, esse cenário ocorreria somente se todos os consumidores residenciais com GD investissem em um sistema de armazenamento a um preço de R$3.000/kWh. Por outro lado, se o preço de um sistema de armazenamento for de R$500/kWh, os investimentos para armazenar toda energia injetada na rede pelo segmento residencial local em 2035 seriam da ordem de R$ 38 bilhões.

Figura 9-35 – Potencial de investimentos em baterias residenciais no Brasil



Fonte: EPE.

A análise da EPE destaca o potencial expressivo de investimentos privados em sistemas de armazenamento de energia no setor residencial brasileiro, especialmente considerando o crescimento da geração distribuída (GD) com sistemas solares fotovoltaicos. Assim, as

simulações apontam para a necessidade de análises mais aprofundadas sobre as potenciais aplicações do armazenamento atrás do medidor como uma alternativa dentro da expansão do sistema elétrico. A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

9.5 Incertezas e perspectivas no horizonte decenal

Apesar da variedade dos cenários simulados, ressalta-se que um conjunto de fatores podem afetar as projeções. Alguns desses fatores, considerados incertezas no horizonte decenal, estão descritos a seguir:

- A abertura do mercado livre (ML) tende a diminuir o mercado potencial da MMGD, 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 em setembro de 2022 a Portaria nº 50, que prevê a abertura do ML para consumidores do mercado de alta tensão. Essa mudança já é perceptível atualmente, com a redução do mercado cativo de alta tensão no setor elétrico brasileiro. No mesmo ano, foi lançada uma consulta pública para avaliar a abertura para todos os consumidores a partir de 2028. A Lei nº 15.269/2025, que trata da modernização do marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, traz, dentre outras medidas, a previsão de abertura do mercado livre para todos os consumidores até 2028. Com a abertura do mercado livre, o consumidor terá a oportunidade de escolher outros fornecedores de eletricidade, com a possibilidade de contratar planos personalizados e que possivelmente lhe tragam economia. Além disso, a valoração de custos e benefícios da MMGD, com rito regulatório iniciado através da Tomada de Subsídios 023/2025 para regulação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022 e com prazo conforme atividade regulatória AR24-22, pode modificar as condições de mercado de MMGD e, portanto, o seu comportamento.

- A Lei nº 15.269/2025 também prevê medidas que podem alterar a viabilidade econômica de projetos de geração distribuída e de armazenamento de energia, como por exemplo um mecanismo competitivo para incentivar a geração e a resposta da demanda em horários de pico, a mudança de aplicação de subsídios tarifários no mercado livre e a previsão de armazenamento para fontes solares incentivadas que utilizam o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI).

- A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, regulamentada pelo Decreto nº 12.068/2024, estabeleceu também diretrizes para a modernização do sistema de distribuição. O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, aprovado pela ANEEL em fevereiro de 2025, destaca que a distribuidora deve planejar a expansão e ampliação do sistema considerando o critério de menor custo global e, conforme regulação da ANEEL, considerar, dentre outras questões, as possibilidades de inserção e integração de recursos energéticos distribuídos e sistemas de armazenamento. Além disso, abre-se a possibilidade para a Aneel definir diferentes tipos de tarifas em função de critérios técnicos, locacionais e de qualidade. Os efeitos dessas diretrizes sobre o mercado, no entanto, ainda são incertos;

- O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem acompanhado a difusão da MMGD no SIN, incluindo sua representação nos modelos de carga e previsão de carga para estudos energéticos. Ainda que a MMGD esteja localizada nos limites sistêmicos da distribuição e, portanto, não conte com supervisão em tempo real e controle pelo ONS, a relevante participação destes sistemas no SIN tem levado a discussões sobre os desafios e impactos para a operação do sistema. Nesse sentido, o ONS tem estudado o tema e destacado a necessidade de aprimoramento do papel das distribuidoras, para que atuem como Operadoras de Sistemas de Distribuição (DSOs) e possam viabilizar a integração eficiente dos recursos de geração em sua área de concessão, coordenada com a atuação do ONS. Esse tópico esteve presente nas discussões da Tomada de Subsídios (TS) nº 11/2021 da ANEEL e, além disso, a agenda regulatória da Agência prevê uma TS específica sobre o "aprimoramento regulatório relacionado a operação da distribuição" para o primeiro semestre de 2026.

- 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 sobre como o mercado irá se comportar após esse período de transição.

Em paralelo às incertezas elencadas, as perspectivas para o horizonte decenal englobam o debate de elementos considerados relevantes para garantir uma inserção adequada dos RED no SIN, com destaque para a modernização tarifária, gerenciamento e agregação dos RED e a operação ativa do sistema de distribuição (Figura 9-36).

Figura 9-36 – Elementos promotores da inserção eficiente de RED



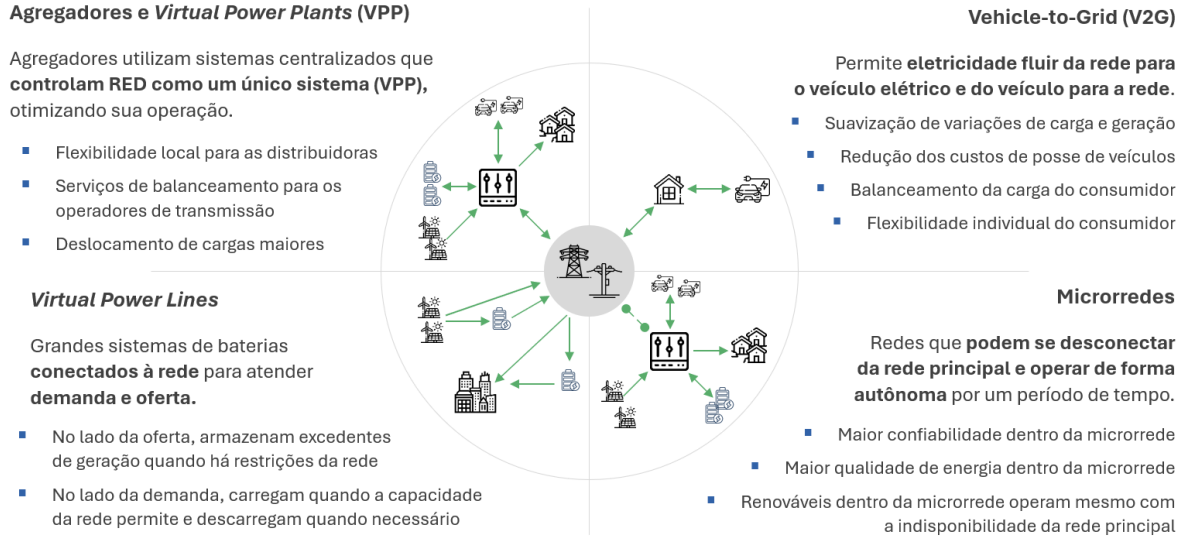
Fonte: EPE

Como analisado pela EPE (2018), o modelo de tarifação vigente é um desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil, de modo que a evolução para um arranjo que produza sinais econômicos adequados pode orientar a decisão dos agentes em direção à obtenção de benefícios sistêmicos. Além disso, a aplicação de novas modalidades tarifárias é uma das incertezas do horizonte decenal. Nesse sentido, há previsão, no Mapa Estratégico da ANEEL, de desenvolvimento e implantação de novos modelos tarifários até o horizonte de 2027. Na mesma

linha, o Projeto-Piloto de Governança de Sandboxes Tarifários, em andamento, tem realizado o teste de novas modalidades tarifárias aplicáveis à BT.

Simultaneamente, com o atual nível de difusão da MMGD e a perspectiva de adoção de outros recursos atrás do medidor, tem se ampliado o debate sobre mecanismos de integração e gerenciamento dos RED, com destaque para os agregadores, microrredes e VPPs. Cabe destacar que estas fazem parte de um conjunto de novas soluções (Figura 9-37) que podem ser vislumbradas à medida que a regulamentação do armazenamento de energia avança, visando garantir a eficiência e segurança do fornecimento em um contexto de crescente descentralização. Esse tema também foi discutido no âmbito da Tomada de Subsídios nº 11/2021 da ANEEL, e o debate perpassa a regulamentação do agregador independente e definição de serviços prestados por RED (e sua remuneração).

Figura 9-37 – Novas aplicações associadas ao armazenamento de energia



Fonte: Elaborado pela EPE, a partir de IRENA (2019, 2020)

Essas aplicações, e outras não citadas, devem ser vistas como integráveis, a exemplo de *Virtual Power Lines* sendo usadas dentro e fora de microrredes ou VPPs ou V2G sendo gerenciado via agregação. Dessa forma, o desenvolvimento do armazenamento BTM no Brasil deve ser compreendido como um processo em aberto, que depende da capacidade de construir consensos e de adaptar os instrumentos disponíveis às condições concretas do setor elétrico nacional. Esse processo também está associado ao desenvolvimento de diferentes modelos de negócio, como apresentado no Box 9.3. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 visa oferecer uma oportunidade estratégica para estruturar esse debate e orientar as decisões futuras com base em uma visão integrada e de longo prazo.

Box 9.3 Modelos de negócio associados à difusão de RED

A inserção de recursos energéticos distribuídos (RED), como a geração distribuída e o armazenamento de energia atrás do medidor, pode ser promovida por uma variedade de modelos de negócio que oferecem diferentes formas de acesso, operação e monetização desses ativos. Como apresentado abaixo, esses modelos não seguem uma lógica linear de maturidade ou aplicação, mas compõem um conjunto de possibilidades que podem ser exploradas conforme as condições técnicas, regulatórias e de mercado. A tendência observada é de aumento da capacidade instalada desses recursos associados a modelos de negócios cada vez mais complexos, impulsionados por avanços tecnológicos, digitalização e maior protagonismo dos consumidores no sistema elétrico.

Figura 9-38 – Modelos de negócio associados à difusão de RED por grau de complexidade

Complexidade

Propriedade Individual	Adoção direta pelo usuário final, com sistemas dedicados ao autoconsumo energético
BOT (Build-Operate-Transfer)	Implantação temporária por operadores especializados, com transferência para o usuário após amortização do investimento
Propriedade de Terceiros	Sistemas de baterias operados comercialmente, oferecendo serviços sob demanda para seus usuários
Pré-Pago (PAYG)	Acesso flexível mediante pagamento por uso, eliminando barreiras de entrada para usuários descapitalizados
Storage-as-a-Service	Modelo de assinatura que transforma custo de capital em despesa operacional para o usuário
Propriedade Comunitária	Ativo compartilhado através de investimentos e gestão coletiva
Agregadores	Otimização de múltiplos sistemas distribuídos e individuais para prestação de serviços à rede ou seus usuários
Peer to Peer (P2P) Trading	Comercialização descentralizada de energia entre usuários via plataforma digital

Fonte: adaptado de SIQUEIRA (2023).

Por fim, a difusão de RED exige um papel mais ativo das distribuidoras, tornando-se operadoras do sistema de distribuição (DSO). Como já mencionado, a agenda regulatória da ANEEL prevê debate sobre o tema no primeiro semestre de 2026 e o ONS tem estudado as possibilidades de interação com os DSOs, uma vez que essa atuação viabiliza a integração eficiente dos recursos de geração nas áreas de concessão, em uma atuação coordenada com o Operador.

9.6 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

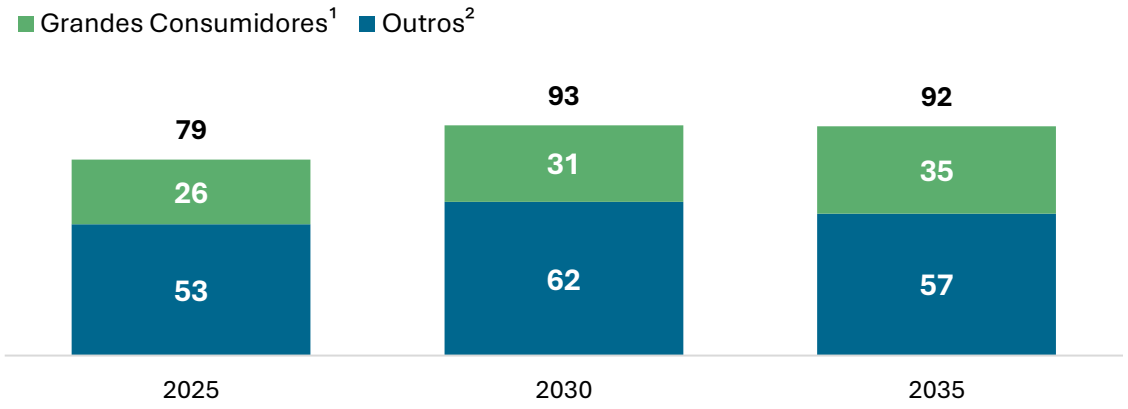
industriais como siderurgia, petroquímica e papel e celulose. Essas indústrias usam correntes residuais dos seus processos produtivos e amplificam o rendimento do processo de produção de energia, combinando o conteúdo tanto da energia térmica quanto elétrica, maximizando o aproveitamento energético dos 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 do licor preto advindo 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 2035, ou cerca de 10% 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 9-39 – Autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede (TWh)



Notas: (1) Concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose. (2) Não inclui MMGD.

Fonte: EPE.

9.7 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 26,7 milhões m^2 em 2024 (ABRASOL), o equivalente a 13,7 GW*th[1]*. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m^2 em 2005 para perto de 2,028 mil m^2 em 2024, representando um crescimento de cinco vezes no período. Destaca-se que o setor residencial foi o principal destino das vendas de soluções SAS em 2024, com 76% do total de área nova instalada, seguido do comercial e serviços (19%), do industrial (3%) e dos projetos sociais (2%) (ABRASOL). Em termos regionais, enquanto 70% das vendas em 2024 foram na região Sudeste, 12% foram no Sul, 8% 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 cozimento de alimentos etc.).

9.7.1 Setor residencial

A 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

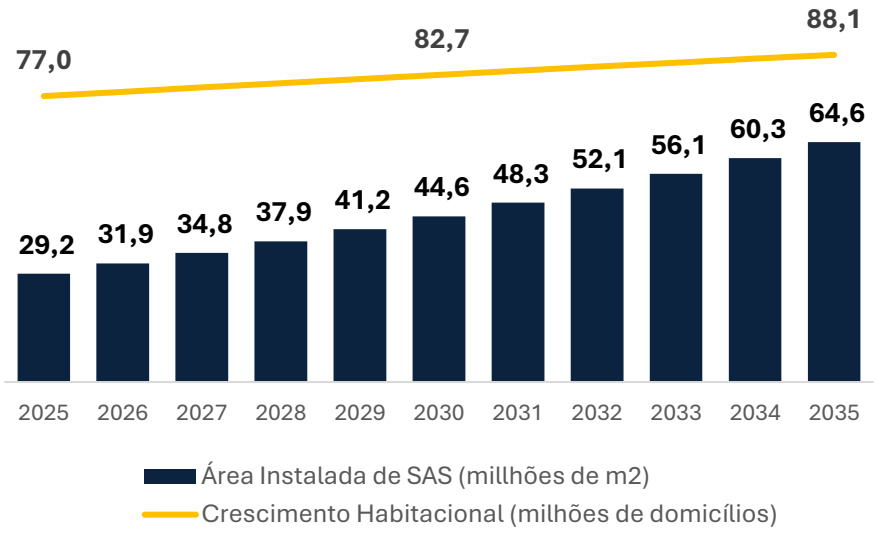
reservatórios se mantém aquecida no período com Sol e fica acessível para ser ou não consumida à medida que os banhos são realizados ao longo do dia.

Assume-se que a difusão de tecnologias SAS desloca principalmente 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.

Estima-se que a área total de coletores solares residenciais instalados no país poderá atingir 64,6 milhões de m^2 em 2035. Com base na área total instalada, espera-se que o número de domicílios com SAS possa atingir 4,5% do número total de residências estimadas no país para esse ano, sendo por volta de 939 mil de HIS[135].

Figura 9-40 – Evolução do domicílios com SAS x crescimento habitacional (milhões de m^2 x milhões de domicílios)



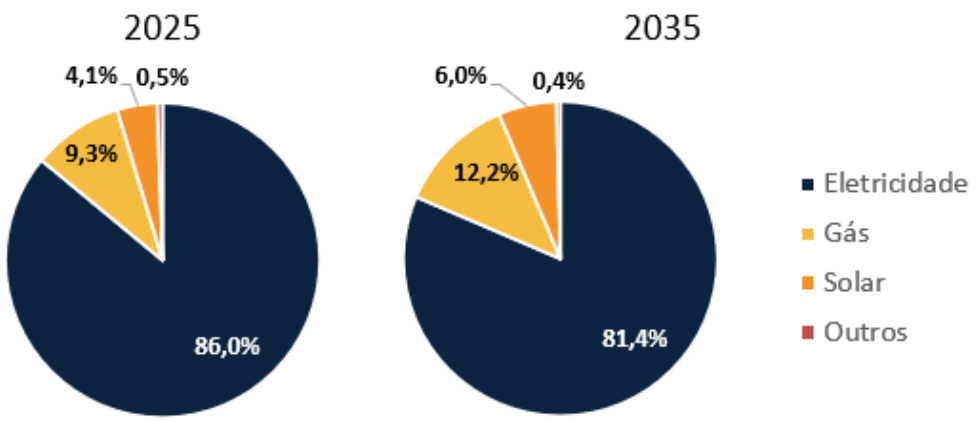
Fonte: EPE.

A projeção para o horizonte decenal revela uma maior participação das fontes energéticas alternativas à eletricidade para o aquecimento de água residencial. Embora esta permaneça como a principal fonte, atendendo 86% dos domicílios em 2025, sua participação relativa deve recuar para 81,4% em 2035. No período é previsto um crescimento da energia solar térmica, de 4,1% para 6,0% dos domicílios, mostrando a disseminação tecnológica e maior conscientização sobre soluções sustentáveis. A expansão da energia solar possui grande potencial como vetor de transição energética no setor residencial, especialmente nas regiões com alta incidência solar.

[135] Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha $3m^2$ e $2m^2$ no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

Destaca-se também o aumento da participação de gás (GLP e Gás Natural) que apresenta avanço de 9,3% para 12,2% dos domicílios, refletindo a ampliação da infraestrutura urbana e a busca por fontes alternativas ao chuveiro elétrico.

Figura 9-41 – Distribuição percentual do número de domicílios por fontes para aquecimento de água residencial



Fonte: EPE.

Esse movimento mostra uma evolução no perfil de consumo energético das famílias brasileiras, marcada pela adoção crescente de soluções mais eficientes e sustentáveis. Nesse contexto, é plausível projetar que, ao longo do horizonte decenal, o consumo residencial evitado de eletricidade decorrente da substituição de chuveiros elétricos por sistemas de aquecimento solar (SAS) continue a refletir o efeito de dinâmicas demográficas, avanços tecnológicos nos equipamentos e a implementação de políticas públicas de indução e incentivo. A consolidação dessas tendências depende do alinhamento entre planejamento energético, regulação urbanística e estratégias de financiamento que ampliem o alcance das soluções solares térmicas, especialmente para a população de menor renda.

Capítulo 10.

Análise Socioambiental

Pontos principais

- A análise socioambiental busca discutir o contexto e os principais aspectos socioambientais da expansão energética prevista no PDE 2035.
- Neste ciclo, se destacaram questões associadas à mudança do clima e à transição energética justa e inclusiva. Nesse sentido, as principais referências foram: os Planos Setoriais de Mitigação e Adaptação, elaborados no Plano Clima; e a Política Nacional de Transição Energética (PNTE).
- O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, atingindo 516 $MtCO_2eq$ em 2035, o que reflete a perspectiva de crescimento econômico do País. Os principais responsáveis pelas emissões continuam sendo os setores de transportes e industrial, somando 67% das emissões totais no fim do horizonte.
- O setor de energia brasileiro se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países.
- Com base na expansão prevista no PDE 2035, 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.
- Foram identificados cinco desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2035: mitigação das emissões do setor energético; adaptação do setor energético à mudança do clima; transição energética justa e inclusiva; compatibilização da produção, geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; e compatibilização da geração e produção de energia com o uso da água.
- Adicionalmente, foram reconhecidas três 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.

A análise socioambiental busca discutir o contexto e os principais aspectos socioambientais da expansão energética prevista no PDE 2035. A fim de se ter uma compreensão mais abrangente, considera-se a conjuntura global e nacional, incluindo políticas e debates voltados à energia e ao meio ambiente. Neste ciclo, se destacaram questões associadas à mudança do clima e à transição energética justa e inclusiva.

Na esfera global, em momento simbólico – dez anos após o Acordo de Paris – o Brasil reforçou sua liderança global nas negociações sobre mudança do clima e sustentabilidade ao sediar a 30ª Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP 30). O evento, chamado de COP da Amazônia, ocorreu em novembro de 2025 (ver Box 10.1). O Brasil segue signatário do Acordo de Paris e a quarta atualização da sua Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC (Brasil, 2024) foi apresentada na COP 29, quando o País se propôs a alcançar o *net zero* em 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. Ainda assim, a mitigação das emissões do setor de energia é relevante para o alcance do *net zero* em 2050 e, naturalmente, o compromisso condiciona a trajetória energética do País, inclusive no médio prazo. Quanto à adaptação do setor à mudança do clima, tanto as alterações do clima já observadas quanto as projetadas agregam cada vez mais complexidades para o planejamento energético.

Para ambas as dimensões, mitigação e adaptação, destacam-se os Planos Setoriais de Mitigação e Adaptação construídos no âmbito do Plano Clima (2024-2035). Recentemente, o Plano foi aprovado pelo Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima (CIM) e traz a estratégia da política climática brasileira. Outro instrumento importante a ser implementado e que deve impactar o setor energético brasileiro é o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), ver Box 10.3.

No campo da transição energética justa e inclusiva, o cenário 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). A reunião inaugural do Fonte foi realizada em novembro de 2025 e teve como principal ponto de pauta a apresentação da primeira versão do Plante. Além disso, promoveram-se três workshops presenciais nas cidades de São Paulo, Brasília e Rio de Janeiro, abertos à participação de todos os integrantes do fórum, que puderam esclarecer dúvidas e contribuir para o aprimoramento do instrumento.

A partir desse quadro, este capítulo busca trazer luz a essas e outras questões socioambientais tendo como base a análise das emissões de GEE no horizonte decenal e a análise socioambiental integrada da expansão energética do PDE 2035. Por fim, são apontados os desafios e as oportunidades socioambientais estratégicas da expansão.

Box 10.1 A COP de Belém

A cidade de Belém (PA) sediou a 30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP30) entre os dias 10 e 21 de novembro de 2025. As decisões incluem avanços em temas como ambição climática, transição justa e financiamento da adaptação.

Box 10.1 A COP de Belém

Sobre ambição climática, foram criadas iniciativas para fortalecer as NDCs e na parte de financiamento, destaca-se a sinalização política das partes em triplicar os recursos para adaptação até 2035. O documento aprovado também traz a ideia de transição justa voltada para as pessoas e com foco em populações vulnerabilizadas.

Vale citar ainda iniciativas encampadas pelo Brasil antes e após o evento. A primeira delas foi o lançamento do Compromisso de Belém pelos Combustíveis Sustentáveis, conhecido por "Belém 4x" que propõe o esforço internacional coordenado para quadruplicar a produção e o uso de combustíveis sustentáveis até 2035. Destaques também para a Coalizão Aberta para Mercados Regulados de Carbono que visa alinhar políticas de precificação, facilitando a convergência e a interoperabilidade entre mercados regulados de carbono e para o Fundo de Florestas Tropicais para Sempre (FFTS), um novo modelo de financiamento climático para que os países preservem suas florestas.

Em dezembro de 2025, o governo brasileiro determinou o prazo de sessenta dias para MME, MF, MMA e Casa Civil proporem diretrizes para a elaboração do mapa do caminho para uma transição energética justa e planejada visando à redução gradativa da dependência de combustíveis fósseis no País. O grupo também irá discutir e propor mecanismos de financiamento para a PNTE incluindo a criação do Fundo para a Transição Energética (Despacho do Presidente da República, em 08/12/2025).

10.1 Panorama socioambiental da expansão do PDE 2035

A expansão da oferta de energia projetada no âmbito do PDE 2035 reflete os esforços contínuos para garantir a segurança energética, a diversificação da matriz e a sustentabilidade ambiental do setor energético brasileiro. As diretrizes de planejamento consideram premissas de crescimento econômico, evolução tecnológica, políticas públicas, compromissos climáticos e outros aspectos socioambientais, resultando em uma expansão que busca atender à demanda futura com eficiência, resiliência e sustentabilidade.

A perspectiva socioambiental da expansão energética do PDE 2035 é construída a partir das seguintes análises:

1. Análise de emissões de GEE do PDE 2035 – projeções e discussão das emissões associadas à produção, transformação e ao uso de energia no horizonte do PDE 2035.
2. Subsídios socioambientais para a expansão energética – consideração da variável socioambiental para definição dos projetos que compõem a expansão no decênio;
3. Análise espacial da expansão e temas socioambientais – análise integrada das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia do PDE 2035.

Finalmente, tais análises culminam com a identificação dos desafios e das oportunidades socioambientais estratégicas para o PDE 2035.

Ainda 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 2035" (EPE, 2025a).

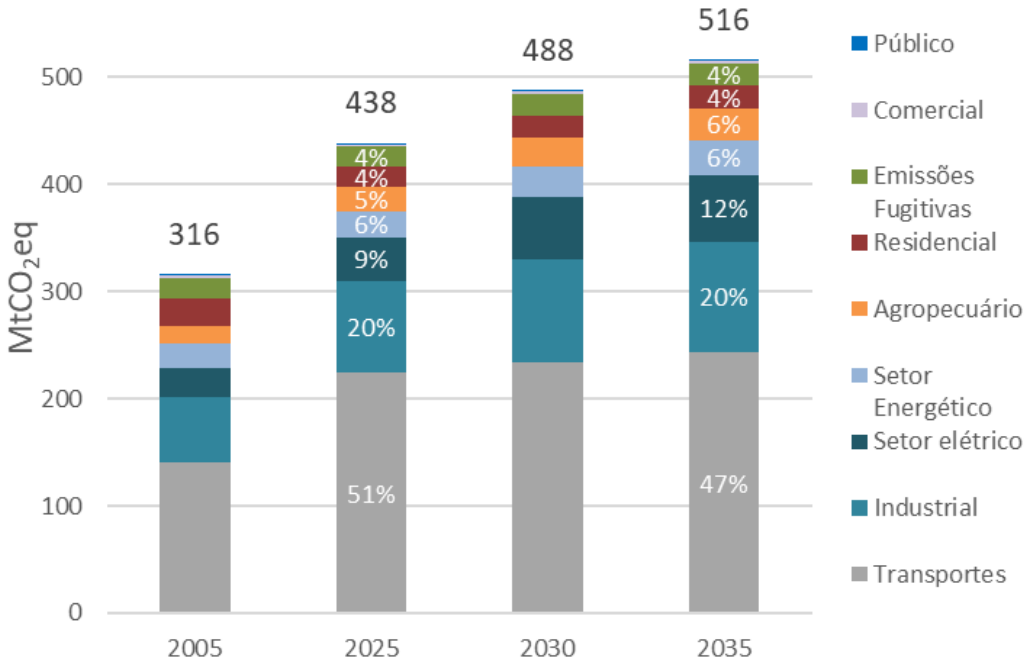
10.1.1 Análise de emissões de GEE do PDE 2035

As projeções das emissões associadas à produção, à transformação e ao uso de energia no horizonte do PDE 2035 podem servir como subsídio para construir trajetórias energéticas e embasar políticas e acordos, incluindo os compromissos voluntários de redução de GEE assumidos pelos Brasil. Os dados da projeção de emissões do Plano Decenal de Energia são publicados por meio de plataforma de visualização *online* disponível em: DashboardGEE (epe.gov.br).

As estimativas de emissões baseiam-se nas diretrizes do IPCC (2006) para inventários nacionais e abrangem emissões diretas da queima de combustíveis e emissões fugitivas, conforme descrito no Informativo Técnico n. 011/2022 (EPE, 2022b). É importante destacar que estas projeções já consideram a implementação dos instrumentos de mitigação existentes citados no item 10.2.1.

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 ao aumento na demanda e oferta por energia. Em 2035, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 516 $MtCO_2eq$, ou seja, um aumento de 18% em relação ao estimado para 2025 (Figura 10-1 e Tabela 10-1).

Figura 10-1 – Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO2eq)



Fonte: Elaboração EPE

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 2025 – ano base 2024 (EPE, 2025c), a maior parte das emissões de GEE na produção e no consumo de energia (setor Energia) tem origem nos setores de transportes e indústria, que responderam em 2024, 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 67% do total das emissões setoriais estimadas para 2035 (Figura 10-1).

Tabela 10-1 – Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Var % 2025/35
	MtCO₂eq												
Setor elétrico	27	41	41	44	49	55	59	59	60	61	61	62	53%
SIN	14	13	13	15	19	25	27	26	27	28	28	29	119%
Sistemas Isolados	7	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-44%
Autoprodução	6	25	27	28	29	29	31	31	32	32	32	32	27%
Setor Energético	23	24	26	27	25	27	29	31	32	32	32	32	31%
Residencial	26	19	19	20	20	20	20	20	20	20	20	21	6%
Comercial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	16%
Público	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13%
Agropecuário	16	23	24	25	26	26	27	28	28	29	30	30	35%
Transportes	141	224	227	229	230	232	233	235	237	240	242	243	9%
Industrial	62	86	86	87	91	93	96	98	99	98	102	103	21%
Emissões Fugitivas	20	19	19	20	20	20	21	21	21	21	21	20	10%
Total	**316**	**438**	**446**	**454**	**463**	**476**	**488**	**494**	**501**	**504**	**510**	**516**	**18%**

Notas: (1) A desagregação dos setores foi feita de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN); (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 se referem aos valores do 4º Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE (MCTI, 2021). A equivalência de CO_2 é dada pela métrica do Potencial do Aquecimento Global (GWP) para 100 anos conforme Quinto Relatório de Avaliação do IPCC - AR5 (CH_4=28 e N_2O=265) (IPCC, 2014).

No caso do setor de transportes, as ações são direcionadas à substituição de combustíveis mais emissores por combustíveis que emitam menos GEE, como o gás natural ou combustíveis renováveis, bem como medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte. Também são consideradas 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.

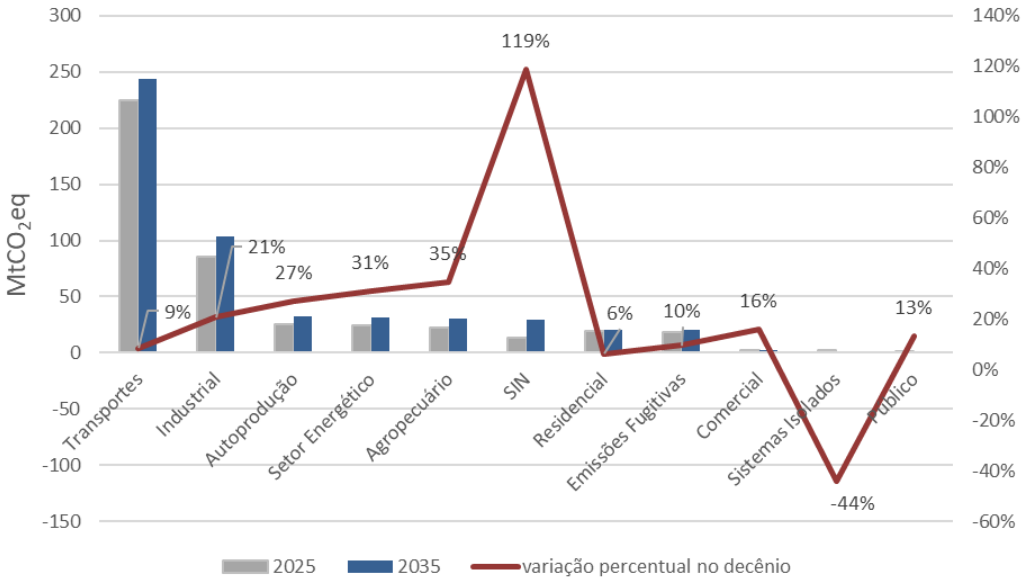
Ademais, o setor de transportes tem potenciais ganhos de eficiência sistêmica, como a migração do uso de transportes individuais para coletivos ou a substituição da movimentação de carga pelo modo rodoviário para os modos ferroviário e aquaviário. No que tange aos veículos especificamente, programas governamentais como o Programa MOVER (mobilidade e logística sustentável de baixo carbono)[136] e o Proconve (redução de emissões veiculares) buscam promover a sustentabilidade ambiental e o desenvolvimento tecnológico.

Quanto à indústria, as medidas de eficiência energética incluem combinação entre mecanismos de políticas nacionais existentes com ações autônomas das indústrias brasileiras (ver mais no item 9.2 – Eficiência energética). Dentre essas ações, notam-se o *retrofit* de instalações, a implantação de novas unidades industriais mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*) e ações de gestão de uso de energia.

[136] 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.

A variação percentual das emissões por setor ao longo do decênio apresentada na Figura 10-2 permite compreender melhor o comportamento de cada um dos setores.

Figura 10-2 – Evolução das emissões absolutas em cada setor entre 2025 e 2035 e respectivas variações percentuais no decênio



Nota: O setor elétrico é composto por autoprodução, SIN e sistemas isolados.

Fonte: Elaboração EPE.

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 positiva baixa (9%), refletindo a substituição de combustíveis por renováveis, como etanol, biodiesel e SAFs, ganhos em eficiência de motorização e sistêmica e inserção de veículos elétricos.

O aumento de cerca de 119% 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 o ano 2025 são relativamente baixas (13 $MtCO_2eq$), em função do período hidrológico favorável verificado nos últimos anos. Mesmo ao atingir 29 $MtCO_2eq$ em 2035, o SIN apresenta emissões muito baixas pelo porte do sistema, representando cerca de 6% das emissões totais do setor de energia em 2035, graças ao alto grau de participação das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

Há que se destacar ainda que as emissões do SIN refletem a configuração do cenário de referência deste PDE que ainda inclui as termelétricas a gás que haviam sido previstas pela lei 14.182/21. Contudo, em novembro de 2025, a lei 15.269/2025 modificou o texto daquela lei, substituindo as termelétricas a gás natural por PCHs (em sua maior parte) e por termelétricas movidas a biomassa. Essa mudança normativa deverá trazer efeitos positivos, entre eles a redução das emissões de GEE do SIN, sobretudo na metade final do horizonte. Alguns exercícios preliminares realizados pela EPE sugerem que a redução de emissões de GEE do SIN resultantes dessa substituição pode chegar a 45% em 2035.

No caso do SIN, as emissões de GEE estimadas se referem a uma condição hidrológica média. Isso significa que, embora seja uma estimativa aparentemente estática, as emissões no SIN podem variar substancialmente de um ano para o outro, dependendo das flutuações hidrológicas naturais. Assim, situações de hidrologia desfavoráveis levam à necessidade de acionamento das

termelétricas a combustível fóssil, o que pode até mais que dobrar as emissões estimadas em determinado ano. Igualmente, condições favoráveis podem levar a emissões menores que aquelas estimadas.

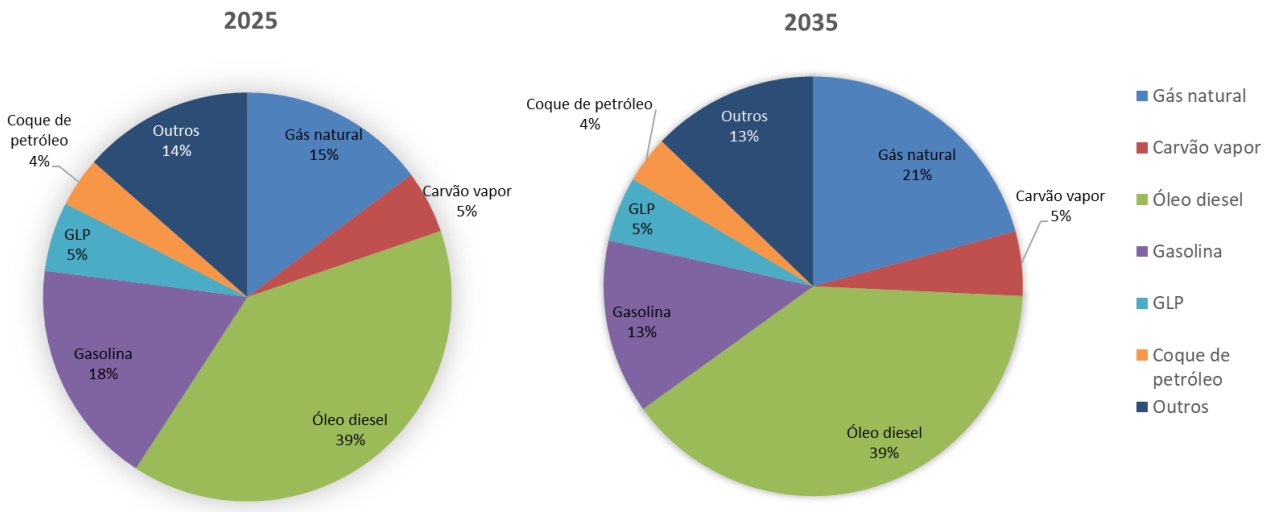
Ainda dentro do setor elétrico, os sistemas isolados são os únicos a terem variação negativa (-44%). Essa queda nas emissões associada aos sistemas isolados reflete principalmente a interligação Manaus-Boa Vista no fim de 2025.

Outro ponto importante é a variação de 31% nas emissões do setor Energético – que inclui as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, produção de outras formas de energia primária, 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, mas crescem somente 10%. Sobre isto, vale observar que, a partir desta edição do PDE, as medidas de mitigação das emissões fugitivas previstas para o setor de óleo e gás ao longo do horizonte decenal passam a ser incorporadas nas estimativas de emissões. Trata-se de aprimoramento metodológico que permitiu adequar as projeções à realidade do setor, reduzindo um viés de superestimativa que existia devido ao fato de tais emissões serem estimadas com predição estatística (se baseia no histórico).

Em relação ao consumo dos combustíveis, como se pode observar a partir da Figura 10-3, os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (39%), o gás natural (21%) e a gasolina (13%).

As emissões do óleo diesel tendem a crescer cerca de 18%, atingindo 195 $MtCO_2eq$ em 2035, consequência da concentração do modal rodoviário no setor de transportes e da existência de limites técnico-econômicos para o aumento da mistura de biodiesel ao diesel. Conforme resolução do CNPE nº 8/2025, o teor de biodiesel foi fixado em 15% em 2025. A projeção deste PDE considera como premissa a manutenção deste percentual até 2035.

Figura 10-3 – Emissões de GEE por combustível (MtCO2eq)



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.

Fonte: Elaboração EPE.

As emissões do gás natural são as que mais crescem no período (66%), uma vez que este combustível tem papel importante na garantia do suprimento no setor elétrico. Isso se dá muito por conta da maior penetração de fontes variáveis como eólica e solar; todavia, também é preciso considerar o consumo energético da indústria, já que o gás natural tem papel importante na mitigação quando substitui outros combustíveis com maiores fatores de emissão de GEE.

As emissões da gasolina diminuirão cerca de 11% ao final do período em relação a 2025 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; o aumento do uso de GNV em substituição à gasolina; presença de veículos mais eficientes; e eletrificação crescente. Dentre essas medidas, aquela que mais tem efeito sobre a redução no consumo de gasolina é o fomento do uso do etanol anidro e hidratado. A Resolução CNPE nº 9/2025 fixou em 30% o percentual obrigatório da mistura de etanol anidro à gasolina comum, que foi considerado constante para todo decênio. No horizonte decenal, é indicado aumento de 38% da produção de etanol, atingindo cerca de 50 bilhões de litros em 2035.

Diante das projeções de emissões associadas à expansão energética nacional apresentadas, cumpre observar que o Plano Setorial Energia de Mitigação e o PDE guardam diferenças na alocação das emissões e as metodologias utilizadas não são compatíveis a ponto de ser possível compará-las.

A modelagem matemática utilizada no planejamento energético brasileiro, tanto no Plano Decenal de Expansão quanto no Plano Nacional de Energia, visa atender à demanda projetada com base na minimização de custos, respeitando as políticas energéticas vigentes – porém, sem impor metas ou limites explícitos de emissões de GEE, uma vez que as metas estabelecidas na NDC[137] são formuladas para a economia como um todo.

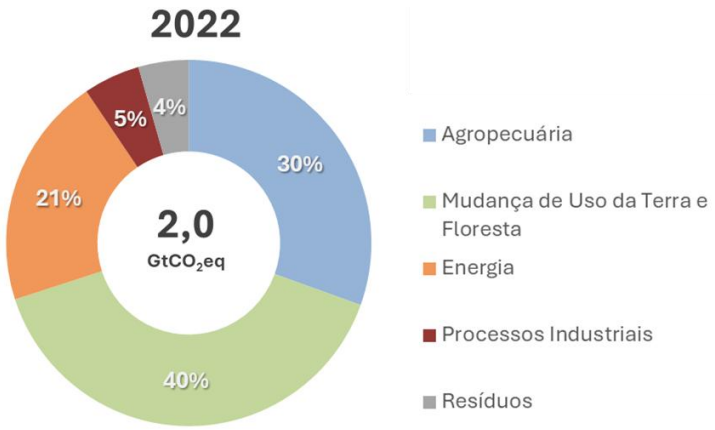
Essa lacuna de distribuição das metas nacionais entre os diversos setores econômicos está a cargo do Plano Clima, por meio dos Planos Setoriais de Mitigação de Mudança do Clima. Esses planos, sob responsabilidade dos ministérios, devem estabelecer trajetórias específicas de redução e remoção de emissões, compatíveis com os compromissos da NDC, considerando tanto o potencial de mitigação quanto os custos associados a cada setor.

Contextualização das emissões do setor de energia e perspectivas futuras

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 MCTI (2024), a participação do setor energético no perfil das emissões líquidas brasileiras foi de aproximadamente 21% em 2022. No panorama geral (Figura 10-4), em 2022, os setores que mais emitiram GEE foram: Mudança de uso do da terra e floresta (40%) e Agropecuária (30%).

[137] Em sua última NDC, o Brasil se comprometeu com redução entre 59% e 67% até 2035, tendo 2005 como ano base, o que equivale a alcançar entre 850 milhões e 1,05 bilhão de toneladas de CO_2 equivalente, em termos absolutos.

Figura 10-4 – Distribuição das emissões de GEE no Brasil, por setor, no ano de 2022

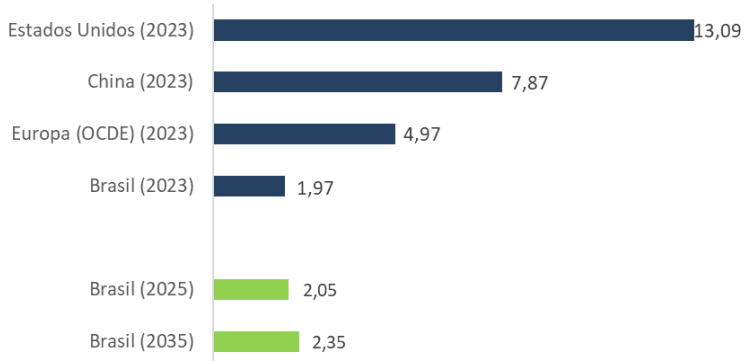


Fonte: Relatório do Inventário Nacional | 1990-2022 (MCTI, 2024).

Cabe contextualizar as emissões brasileiras associadas ao setor energético para entender melhor como estas emissões se relacionam à eficiência na produção e no uso de energia. Para isso, foi avaliado um conjunto de indicadores: emissões per capita na produção e no uso de energia; intensidade de carbono da produção e do uso de energia na economia; e intensidade de carbono na produção e no uso de energia.

Conforme pode ser visto na Figura 10-5, comparativamente a EUA, China e Europa (OCDE), as emissões brasileiras per capita são baixas e chegam a 2,35 tCO_2eq em 2035, valor bem inferior ao desses países em 2023. Ao mesmo tempo, espera-se um aumento neste indicador devido as crescentes emissões do setor (apesar da ampla participação de renováveis), tendo em vista a transição energética justa e inclusiva desejada e a expectativa de redução da pobreza energética no País.

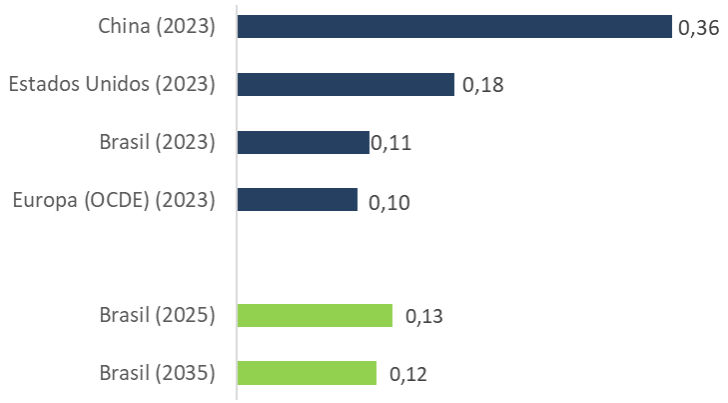
Figura 10-5 – Emissões per capita na produção e no uso de energia (tCO_2/hab)



Fonte: EPE, 2025c e IEA, 2025.

A Figura 10-6 mostra a intensidade de carbono na economia do Brasil em 2023 e projetada no PDE 2035, em comparação com o mesmo indicador de EUA, China e Europa (OCDE) em 2023. 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.

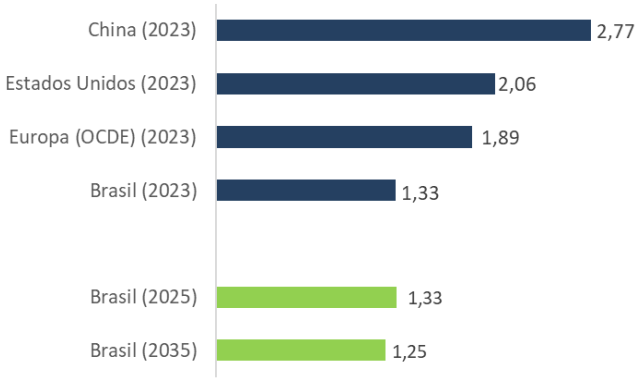
Figura 10-6 – Intensidade de carbono da produção e do uso de energia na economia ($kgCO_2eq/US$ppc[2015]$)



Fonte: EPE, 2025c e IEA, 2025.

A Figura 10-7 apresenta a intensidade de carbono na produção e no uso da energia no Brasil em 2023 e projetada no PDE 2035 em comparação com o mesmo indicador de EUA, China e Europa (OCDE) em 2023. 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.

Figura 10-7 – Intensidade de carbono na produção e no uso de energia (tCO_2eq/tep)



Fonte: EPE, 2025c e IEA, 2025.

Como pode ser visto na Figura 10-6 e Figura 10-7 em comparação a outros países, o Brasil possui baixa intensidade de carbono, tanto na economia quanto na produção e no uso da energia. Pelo cenário previsto neste PDE, essa baixa intensidade se manterá nos próximos dez anos, mesmo com o crescimento econômico previsto no PDE 2035. 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 GEE 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.

Contudo, o planejamento energético nacional convive com uma questão importante: apesar da manutenção de elevados índices de renovabilidade e da tendência de queda nos indicadores de intensidade de emissões de GEE, observa-se ainda uma trajetória ascendente das emissões absolutas do setor até 2035. Esse comportamento decorre, principalmente, do forte crescimento

da demanda energética ao longo do tempo que reflete o longo caminho que o Brasil deve percorrer para melhorar seus padrões socioeconômicos e reduzir suas desigualdades sociais.

Nessa trajetória, também são avistados outros obstáculos relevantes como a descarbonização de segmentos de difícil abatimento e a garantia da segurança energética do sistema, que leva ao paradoxo discutido no Box 10.2.

Box 10.2 O paradoxo da mitigação e da adaptação para o planejamento energético

A mitigação das emissões e a adaptação às alterações do clima são objetivos do setor energético, mas, em certos casos, oferecem um paradoxo para o planejamento do setor elétrico. Isto porque uma matriz altamente renovável, com grande participação de fontes variáveis, exige um sistema com flexibilidade operacional e capacidade de armazenamento para assegurar o fornecimento contínuo e seguro de energia.

Atualmente, as termelétricas a gás natural são essenciais em situações de oscilação repentina da demanda ou em eventos críticos, como escassez hídrica ou onda de calor. Por outro lado, a geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis é responsável por emissões que contribuem justamente para o agravamento da mudança do clima, exigindo, por sua vez, mais medidas de adaptação.

Além disso, frequentemente, recai para o setor elétrico a discussão da necessidade de redução de emissões. Todavia, o SIN já é altamente renovável e responderá por pequena parcela (cerca de 6%) das emissões estimadas do setor de energia para 2035.

Diante desse quadro, nota-se que há pouca margem para a redução de emissões do setor elétrico e movimentos nesse sentido podem comprometer sua capacidade de adaptação e reposta a eventos críticos.

Outras soluções que contribuem com a segurança e resiliência do sistema, como reservatórios hidrelétricos, usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) e baterias, envolvem outros custos socioambientais. Portanto, é fundamental considerar a complexidade que envolve o sistema energético e equilibrar as medidas de mitigação e de adaptação buscando a descarbonização com segurança energética.

10.1.2 Subsídios socioambientais para a expansão energética

Como visto em PDEs anteriores, 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 a minimização dos impactos socioambientais. Os resultados desses estudos iniciais são levados em consideração na definição da carteira de projetos que compõe a expansão no horizonte decenal.

Para ilustrar a questão, podem ser citadas as linhas de transmissão. Nos estudos iniciais, os chamados relatórios R1 e R3 (estudos de corredores e traçados de linhas de transmissão respectivamente), são evitadas interferências em áreas protegidas e em áreas com sensibilidade socioambiental relevante. Além de serem visualizados possíveis complicadores para a implantação dos empreendimentos, refletidos em seus custos e prazo de implantação.

No conjunto de linhas de transmissão do PDE 2035, dentre as 212 linhas mapeadas, cerca de 10% 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.

Ainda no que tange ao PDE 2035, além da consideração dos estudos iniciais de planejamento, a variável ambiental contribui para a definição da expansão prevista por meio das seguintes análises:

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 24 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel em janeiro de 2025. Desse conjunto, 13 UHEs estão situadas em áreas protegidas (terras indígenas ou unidades de conservação de proteção integral) ou estão com o licenciamento ambiental arquivado. Para o grupo restante de 11 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 decenal [138] (Telêmaco Borba, Tabajara e Bem Querer). Desse conjunto, após as simulações energéticas, duas UHEs foram selecionadas para compor a expansão decenal, a UHE Telêmaco Borba e a UHE Bem Querer (ver “Capítulo 3 – Geração Centralizada de Energia Elétrica” e Nota Técnica “Análise Socioambiental das fontes energéticas do PDE 2035”).

2) **análise da 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 unidades produtivas (UPs) com contrato de concessão, é realizada a classificação da complexidade conforme a área em que está inserida (baseada 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, também, é estimado o tempo para o licenciamento ambiental.

Foram analisadas 802 unidades, sendo 270 *offshor*e e 532 *onshore*. O resultado indicou que 95 das 802 UPs contratadas foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Ao ser observada a situação dessas 95 UPs, não foi necessário atribuir 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 2035”).

10.1.3 Análise espacial da expansão e temas socioambientais

Uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia do PDE 2035 é apresentada numa análise socioambiental integrada. A análise integrada é composta por três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

A primeira etapa, a análise espacial da expansão de energia, apresenta o conjunto dos projetos planejados no horizonte decenal, permitindo a identificação preliminar de possíveis efeitos

[138] Essas 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.

cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento (Figura 10-7) indica áreas sujeitas a sobrecargas em recursos naturais ou à pressão sobre ambientes sensíveis, necessitando, desta forma, de atuação mais estratégica em determinadas situações. Há também a possibilidade de visualizar sinergias da própria expansão, como complementariedade entre fontes, contribuindo para um planejamento energético mais eficiente.

A segunda etapa da análise integrada é a identificação dos temas socioambientais, que consiste na representação das 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). Os temas 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).

Já na terceira etapa da análise, composta pelos desafios e oportunidades socioambientais estratégicos para a expansão, são discutidas questões socioambientais importantes que podem representar riscos, bem como perspectivas inovadoras relacionadas à expansão planejada.

A seguir será apresentada a análise espacial da expansão e os temas socioambientais relacionados a cada fonte prevista no horizonte decenal. Em seguida, nos tópicos 10.3 e 10.4 serão apresentados os desafios e oportunidades socioambientais estratégicos para a expansão. Para mais informações sobre a análise, ver Nota Técnica “Análise Socioambiental das fontes energéticas do PDE 2035”.

Figura 10-7 – Localização dos projetos previstos no PDE 2035[139]



Fonte: Elaboração EPE.

A expansão hidrelétrica ocorre em quase todas as regiões brasileiras, com exceção do Nordeste, e é responsável pelo aumento de 9,8 GW (UHE: 3,5 GW; PCH e CGH: 4,3 GW) no horizonte

[139] A Figura 6-25 apresenta apenas a expansão contratada (sistema elétrico) e prevista (petróleo, gás natural e biocombustíveis).

decenal. A expansão de UHEs é composta por 48 MW contratados (UHE Estrela, no Centro-Oeste) e 3,5 GW indicativos, sendo: 2,8 GW a partir da modernização de hidrelétricas existentes e 0,7 GW a partir de hidrelétricas indicativas. Há indicação de modernização para todo o País com exceção do Nordeste. O cenário de aumento da demanda pela água e de maior ocorrência de eventos de escassez hídrica tende a potencializar conflitos e desafios na operação das UHEs existentes, trazendo atenção para o tema recursos hídricos no Sudeste e no Centro-Oeste. No caso das hidrelétricas indicativas, são previstos projetos no Sul e no Norte (UHEs Telêmaco Borba e Bem Querer, respectivamente). Nessas regiões se destacam os temas: biodiversidade, por conta da inundação e supressão de vegetação nativa; e povos e terras indígenas, devido à complexidade inerente ao tema que se reflete no licenciamento ambiental. No Norte deve-se atentar também para o tema organização territorial, tanto em função do reassentamento involuntário de populações rurais e urbanas, como pela intensificação da ocupação desordenada e do conflito por recursos diante da atração populacional.

Com relação às PCHs e CGHs, 348 MW (27 projetos) estão contratados e 3,9 GW fazem parte da expansão indicativa. A expansão de PCHS e CGHs está localizada principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Para essas três regiões, especial atenção deve ser dada ao tema biodiversidade, principalmente, em função da interferência em ecossistemas aquáticos. As hidrelétricas planejadas associadas às existentes podem levar a efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios repercutindo na fauna aquática.

Quanto às UTEs não renováveis, está prevista a entrada em operação de 23 GW de novas usinas termelétricas a gás natural e nuclear. Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 4 GW de potência no sistema a partir de 6 UTEs a gás natural (2,6 GW) e 1 nuclear (1,4 GW). Estas unidades estão localizadas predominantemente próximas ao centro de carga ou da fonte de combustível. A expansão indicativa totaliza 19 GW de UTEs a gás natural prevista para todas as regiões do país. Ressalta-se que as maiores capacidades instaladas se encontram nas regiões Sudeste e Sul, locais de maior demanda. Dessa forma, deve-se atentar ao tema qualidade do ar nessas regiões, devido à emissão de poluentes em grandes centros urbanos e industriais com qualidade do ar já afetada. Conflitos pelo uso da água também podem se intensificar nessas regiões, assim como no Nordeste, devido ao aumento de demanda por água. A UTE nuclear traz especial atenção ao tema resíduos no Sudeste, uma vez que resíduos radioativos exigem gestão especial em função de sua periculosidade.

Para as usinas termelétricas renováveis, estima-se a instalação de 4,4 GW. Desses, 293 MW já estão contratados (9 UTEs novas e 1 ampliada), sendo: 4 UTEs a bagaço de cana (146 MW); 3 UTEs a cavaco/resíduos (103 MW); 1 UTE a óleos vegetais (12 MW); 1 UTE a partir de incineração de resíduos sólidos urbanos (20 MW); e 1 UTE a casca de arroz (12 MW). As usinas estão distribuídas nas regiões Centro-Oeste, Sudeste, Norte e Sul. Já para a expansão indicativa são previstos 4 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com UTEs a bagaço (2.800 MW), a biogás (700 MW) e outras (595 MW). Destaca-se a concentração das UTEs renováveis no Sudeste/Centro-Oeste, principalmente associada à cultura da cana-de-açúcar.

Os empreendimentos eólicos terão uma expansão de 14,5 GW. São 887 MW contratados (16 parques), previstos para entrar em operação até 2029, e 13,6 GW de expansão indicativa, com previsão de operação a partir de 2028. A expansão está na região Nordeste e os temas a serem observados são: a interferência visual na paisagem, pela cumulatividade com parques eólicos existentes; a organização territorial, devido a possíveis restrições de acesso a ambientes ou recursos naturais e conflitos com as comunidades locais; e a biodiversidade, tanto pela colisão de aves e de morcegos com aerogeradores, quanto pela supressão de vegetação nativa, em função da quantidade de empreendimentos e suas interferências sobre as diferentes fisionomias vegetais encontradas na região.

Esse último ponto também é relevante para a expansão solar fotovoltaica e as linhas de transmissão no Nordeste. A expansão fotovoltaica é responsável pelo incremento de 8,9 GW no decênio, sendo 3,3 GW contratados, distribuído em 74 projetos no Sudeste, Centro-Oeste e, principalmente, no Nordeste. Os 5,6 GW restantes correspondem à expansão indicativa na região Sudeste.

Já a expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 28.781 km (um aumento de 15% na extensão do sistema), sendo 26.857 km previstos para entrar em operação até 2030. Há expansão de linhas em todas as regiões com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas. 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, são observados reforços para a resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas. 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 para reforço ao subsistema. A expansão no Sul e Sudeste faz com que seja observado o tema biodiversidade, devido a possíveis interferências em remanescentes de Mata Atlântica. No Sudeste também se destaca o tema paisagem devido a projetos em regiões serranas de reconhecida beleza cênica e em paisagens urbanizadas no atendimento a áreas de expansão urbana.

Para os empreendimentos de petróleo e gás natural está previsto o início da produção de recursos convencionais em 105 Unidades Produtivas (UPs) contratadas, além de 35 blocos em oferta permanente delimitados em sete UPUs (Unidades Produtivas em áreas não contratadas que pertencem à União). 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 Norte, incluindo a Margem Equatorial. O tema biodiversidade merece atenção nas três regiões da expansão dada as interferências das atividades *offshore* em ambientes marinhos associadas à sísmica, à instalação de estruturas no assoalho marinho e às perfurações. No Sudeste deve-se observar, o efeito cumulativo em função da quantidade de empreendimentos existentes. O tema organização territorial merece destaque nas regiões Norte e Nordeste, já que as atividades *onshore* e *offshore* em novas localidades podem alterar os modos de vida das comunidades locais e trazer pressão sobre os equipamentos e a infraestrutura dos locais de apoio as atividades de E&P. Para o Norte, onde já há atividades *onshore*, é esperada a continuação do processo histórico de atração para os centros urbanos, pressionando os serviços e a infraestrutura urbana.

Em relação ao abastecimento, estão previstas ampliações da capacidade de refino de oito refinarias (localizadas na regiões Sudeste, Sul e Nordeste) e 1 conjunto de ativos de refino (no Sudeste). Para a infraestrutura de gás natural: oito gasodutos, previstos nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste; duas UPGNs, sendo uma prevista no Nordeste e uma indicativa no Sudeste; e, por fim, um terminal de regaseificação de GNL, previsto no Nordeste. Destaca-se que tanto para a expansão de abastecimento, quanto para a expansão da infraestrutura de gás natural, não foram identificadas interferências socioambientais expressivas no decênio.

Para o etanol, está planejada a expansão de 10,2 bilhões de litros. Para se atingir tal volume é prevista a entrada em operação de 20 usinas planejadas, a ampliação de 41 usinas e a indicação de 2,2 bilhões de litros de etanol de milho. Das 20 usinas planejadas: 17 são exclusivas para processamento de milho (*full*), duas são de outros grãos e uma 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 milho. As 45 usinas em ampliação estão em quase todas as regiões (exceção do Norte), mas se concentram no Sudeste do país.

Já para o biodiesel, o óleo de soja continua sendo a principal matéria-prima utilizada para a produção e o cenário de oferta do PDE 2035 prevê uma expansão de 3 bilhões de litros no decênio. De modo a atender a essa expansão, está prevista a instalação três novas usinas, localizadas no Centro-Oeste, Sul e Norte do país, aliada a duas ampliações de usinas, no Sul e no Norte.

No caso do biometano, estão planejados 0,77 milhões de Nm^3/ dia de produção no decênio. Essa expansão será viabilizada pela implementação de 24 novas plantas e pela ampliação de uma usina existente. Desse conjunto,10 são de resíduos sólidos urbanos (RSU) e 11 de resíduos agrossilvipastoris e comerciais e 4 sucroenergético. As plantas estão em quase todas as regiões do país, com exceção da região Norte, e se destacam no Sudeste e Sul do Brasil.

Diante da expansão de biocombustíveis (etanol, biodiesel e biometano) apresentada para o decênio, não foram identificadas interferências socioambientais expressivas.

A Tabela 10-2 apresenta a matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2035. 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 10-2 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2035

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

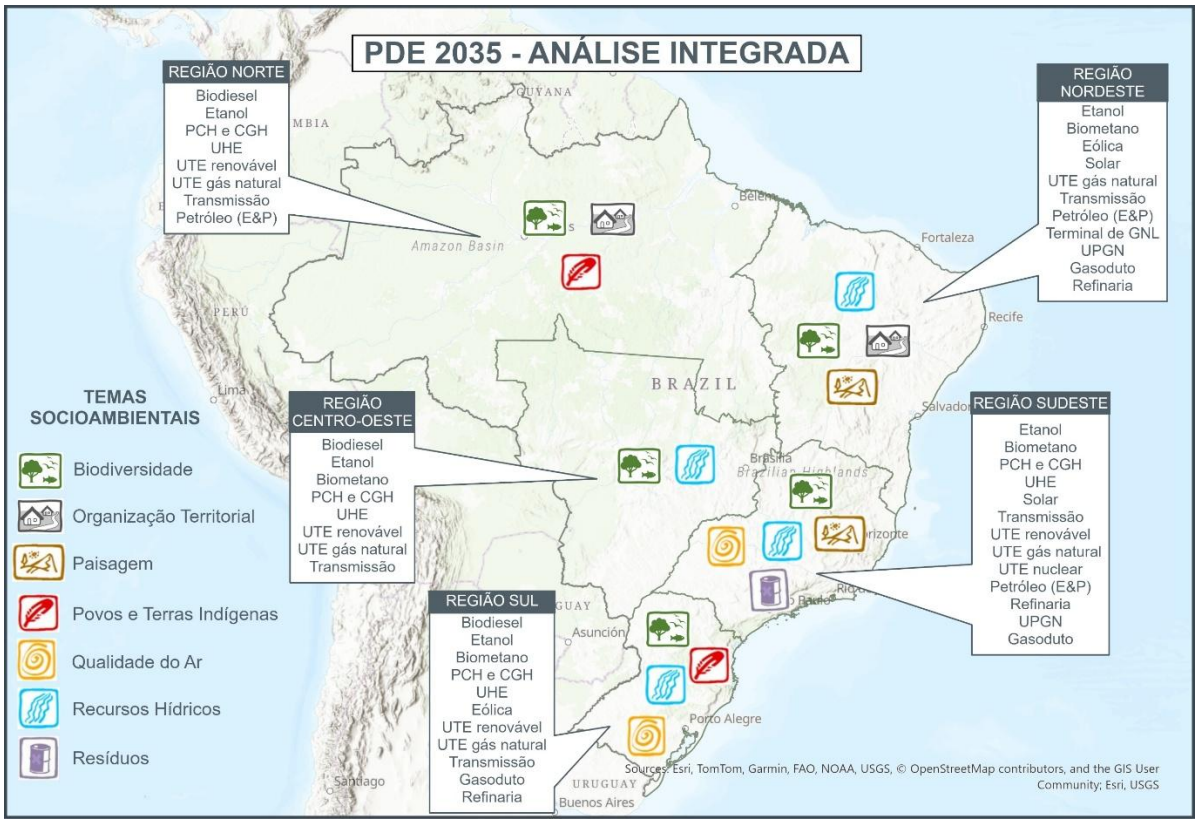
Regiões → Fontes ↓	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
UHEs		-			
PCHs e CGHs		-			
UTEs fósseis (gás natural)					
UTE nuclear	-	-	-		-
UTEs renováveis		-			
Eólica	-		-	-	-
Solar fotovoltaica	-				-
Transmissão					
E&P de petróleo e GN			-		-
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	-		-		
Gasodutos	-		-		
Etanol					
Biodiesel		-		-	
Biometano	-				

Legenda

- biodiversidade
- organização territorial
- paisagem
- povos e terras indígenas
- qualidade do ar
- recursos hídricos
- resíduos
- interferências inexpressivas
- não há previsão de expansão

O mapa da Figura 10-8 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 10-8 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2035



Fonte: Elaboração EPE.

A região Nordeste 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 da expansão, com exceção de eólicas e de terminais de GNL. 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. A grande concentração de empreendimentos em operação na região e os conflitos já existentes se somam à diversidade e à quantidade de empreendimentos previstos. Atualmente, destacam-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. Para as termelétricas previstas, 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 UHE, 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 desse contexto no

processo de licenciamento ambiental da hidrelétrica prevista na expansão destaca o tema Povos e Terras Indígenas 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 ressalta na região é Biodiversidade.

Sendo assim, diante da expansão prevista no PDE 2035, o tema Biodiversidade foi o que mais se evidenciou, com 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 Desafios socioambiental estratégicos

Os desafios socioambientais expõem a complexidade socioambiental de um assunto frente à expansão energética. Aqueles considerados como estratégicos envolvem questões que podem representar riscos para uma expansão com sustentabilidade e demandam esforços para serem encaminhados. Com o intuito de ampliar o levantamento, buscou-se incorporar uma visão mais global da discussão de transição energética. Assim, foram reconhecidos desafios que extrapolam os resultados da análise integrada dos temas socioambientais, mas que são muito significativos para a trajetória energética brasileira.

O primeiro recorte traz os desafios de mudança do clima, contemplando a mitigação das emissões de GEE e a adaptação aos efeitos das alterações do clima, bem como a transição energética justa e inclusiva.

Já o segundo recorte parte de uma análise dos temas socioambientais mais relevantes no âmbito da expansão prevista no PDE 2035. A matriz e o mapa síntese da expansão serviram como base para reconhecer quais temas se sobrepõem aos demais, considerando todas as regiões do Brasil e as diversas fontes de energia. Nessa linha, os temas apontados foram biodiversidade e recursos hídricos.

Dessa forma, foram considerados os seguintes desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2035: Mudança do clima – mitigação e adaptação, Transição energética justa e inclusiva, Biodiversidade e Usos múltiplos da água.

10.2.1 Mitigação das emissões do setor energético

A mitigação corresponde às ações de redução ou remoção das emissões para evitar ou minimizar as alterações do clima. O setor de energia brasileiro, comparativamente ao restante do mundo, já possui elevada participação de fontes renováveis na matriz energética. Esse contexto traz como principal desafio a busca por soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista as particularidades do País e a custo-efetividade dos caminhos possíveis.

No âmbito do Plano Clima – Mitigação, o Plano Setorial de Energia foi coordenado pelo MME, com a participação de instituições centrais do setor, como a EPE, a Aneel, a ANP e outras. O documento apresenta o plano setorial para mitigação de emissões até 2035, aliando ações de curto-médio prazo com visão de longo prazo. O Plano estrutura-se em torno de sete alavancas estratégicas, ações mais imediatas e viáveis, que incluem, entre outras, a ampliação da matriz renovável, a eletrificação de setores intensivos em emissões, a expansão da bioenergia sustentável e o desenvolvimento da infraestrutura de hidrogênio, e oito tendências de longo prazo que tratam do crescimento sustentável da produção e do uso da bioenergia, incluindo combustíveis sintéticos e BECCS, da produção e uso de hidrogênio de baixa emissão de carbono

etc. Adicionalmente, o Plano contempla nove ações impactantes, focadas sobretudo na redução e na remoção/captura de emissões de gases de efeito estufa, bem como 17 ações estruturantes, voltadas à criação das condições legais, institucionais, regulatórias, técnicas e financeiras necessárias para a implementação eficaz e coordenada de ações de mitigação de emissões no setor. Dessa forma, o Plano Setorial de Energia compartilha limite de emissões do uso final de energia com os setores Indústria, Transportes, Cidades e Agricultura e Pecuária, alinhado a NDC brasileira (MMA, 2026).

Dentre as iniciativas de mitigação no setor elétrico, merece atenção o Programa Energias da Amazônia que promove a substituição da geração fóssil nos Sistemas Isolados, além de esforços para interligação de parte desses sistemas ao SIN. Além disso, o Programa foi pioneiro ao adotar mecanismos de preço para diferenciar tanto os combustíveis quanto a suas emissões.

No contexto dos combustíveis, além do Renovabio, mencionado anteriormente, ressalta-se a Lei Combustível do Futuro[140], que aborda a estocagem geológica de dióxido de carbono e instituiu 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. Sobre biometano, foi publicado o Decreto 12.614/2025 que regulamenta a lei 14.993/2024 e estrutura o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador do Gás Natural e Incentivo ao Biometano. Essas iniciativas promovem a produção e uso de biocombustíveis como estratégia de descarbonização no país.

Adicionalmente, houve progresso no desenvolvimento de hidrogênio de baixa emissão de carbono. A principal iniciativa foi o estabelecimento do Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono[141]. Em 2025, o MME e a EPE lançaram o Portal Brasileiro de Hidrogênio com o objetivo de disseminar informações estratégicas sobre o tema (EPE e MME, 2025). No âmbito regulatório, a ANP divulgou recentemente o Manual para Solicitação de Autorizações que oferece orientações e procedimentos para os agentes requerem as primeiras autorizações no segmento (ANP, 2025a).

O setor de O&G também tem aderido a iniciativas e adotado ações no intuito de mitigar suas emissões como gerenciamento e monitoramento das emissões de metano; eliminação da queima não emergencial em flare; eficiência energética; tecnologias de captura e armazenamento ou uso de carbono Destacam-se, nesse contexto, iniciativas que promovem o aumento da transparência e da adoção de boas práticas internacionais, como: Programa Brasileiro GHG Protocol; Compromisso Global do Metano; World Bank's Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR); Oil and Gas Climate Initiative (OGCI); e Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD). No âmbito nacional, a ANP lançou, em 2025, o Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa, ferramenta que divulga as emissões de GEE das bacias de produção de petróleo e gás natural nacionais e permite o acompanhamento do desempenho do setor.

Além disso, vale mencionar os avanços relacionados ao desenvolvimento da captura, estocagem, movimentação e uso de dióxido de carbono. O tema foi incluído como prioritário nas orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia do país pela Resolução CNPE nº 7/2025. A ANP vem trabalhando na regulamentação das atividades sob sua atribuição, já houve a publicação do Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país e normas específicas (ANP, 2025b).

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 CO_2 de volta ao reservatório nos campos do pré-sal. Segundo o

[140] Lei nº 14.993/2024.
[141] Lei nº 14.948/2024.

Caderno de Mudança do Clima da Petrobras (2025), em 2024 o volume acumulado de CO_2 reinjetado atingiu 67,9 $MtCO_2$ e a meta é que se atinja 80 $MtCO_2$ em 2025. A Petrobras também está estudando a viabilidade de *hubs* e desenvolvendo e um projeto piloto de CCUS em Cabiúnas no Rio de Janeiro.

Cabe ainda citar o potencial de remover carbono da atmosfera e gerar emissões negativas a partir da combinação de bioenergia com captura e armazenamento de carbono, BECCS ou Bio-CCS. Nesse sentido destaca-se 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. Em agosto de 2025, a ANP autorizou a aquisição de dados geocientíficos para avaliar a viabilidade de estocagem de CO_2 (ANP, 2025c). A rota de BECCS constitui a mais direta forma de remoção de carbono no setor de energia, pois reúne a captura de carbono nos processos industriais da bioenergia com a remoção realizada na fase de crescimento da biomassa. Cabe destacar que melhores práticas agrícolas e de manejo podem potencializar ainda mais a eficiência da solução.

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 BNDES[142], 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.

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 criação do mercado de carbono regulado no país, o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), incentiva a redução das emissões e promove o cumprimento das metas climáticas do país de maneira mais custo-efetiva. Para maiores informações sobre o SBCE veja o Box 10.3.

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, vêm 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 regulamentação[143] de monitoramento e compensação das emissões relativas ao Programa.

[142] https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/parcerias/floresta-viva
[143] Resolução ANAC n. 743/2024 e Portaria ANAC n. 15.007/2024.

Box 10.3 Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa

Em dezembro de 2024, a Lei nº 15.042 instituiu o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE). O SBCE é um dos mecanismos de mitigação que irá ajudar o Brasil a cumprir as metas climáticas estabelecidas na Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e demais acordos assumidos junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC) ao estabelecer ambiente regulado submetido ao regime de limitação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e de comercialização de ativos representativos de emissão, redução de emissão ou remoção de GEE no País.

O SBCE segue o modelo "*cap-and-trade*" no qual o governo estabelece um teto para as emissões de GEE dos agentes regulados e possibilita a negociação das permissões de emissão conforme necessário. O Sistema será desenvolvido em cinco fases. A primeira fase está em andamento e contempla a edição da regulamentação da lei. Na segunda, haverá operacionalização dos instrumentos para relato de emissões. Na terceira, os operadores regulados deverão submeter seus planos de monitoramento e apresentar o relato de emissões e remoções de GEE ao órgão gestor do SBCE (dois anos). Na quarta, o primeiro Plano Nacional de Alocação entrará em vigência, com distribuição não onerosa de Cota Brasileira de Emissões (CBE) e implementação do mercado de ativos do SBCE. Entre 2028 e 2029, na última fase, é prevista a implementação plena do SBCE.

Há desafios importantes para a implementação do SBCE, como o estabelecimento nos próximos anos dos principais elementos do sistema - incluindo escopo, limites setoriais e critérios de alocação. O sistema imporá obrigações de conformidade às entidades que emitem mais de 25.000 tCO_2eq por ano, além de exigir dos agentes que emitem mais de 10.000 tCO_2eq por ano a comunicar informações sobre suas emissões. A abrangência do SBCE em determinados setores dependerá da definição sobre a aplicação dos limites de participação - se sobre fontes individuais ou no âmbito corporativo, por exemplo, aspecto ainda não consolidado. Embora os parâmetros regulatórios não estejam totalmente definidos, a implementação do SBCE deverá gerar impactos positivos e negativos em diferentes graus para as operações das empresas do setor energético nacional.

O futuro dos Créditos de Descarbonização (CBIOs) e de certificados como os de energia renovável (RECs) é motivo de preocupação, especialmente diante da necessidade de garantir sua relevância e integridade ambiental frente à consolidação do SBCE. No entanto, esses instrumentos podem ser integrados ao SBCE como ativos complementares, desde que submetidos a critérios rigorosos de adicionalidade, rastreabilidade e verificação. A interoperabilidade entre esses mecanismos permite ampliar a liquidez do mercado de carbono nacional, diversificar opções de compensação para agentes regulados e fortalecer a arquitetura de precificação de carbono no país.

Em paralelo, a integração entre o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) e os *Internationally Transferred Mitigation Outcomes* (ITMOs), previstos no Artigo 6 do Acordo de Paris, é fundamental para posicionar o Brasil como fornecedor confiável de créditos de carbono no mercado internacional. Para isso, o SBCE deve adotar padrões compatíveis com os requisitos de rastreabilidade, adicionalidade e ajustes correspondentes, garantindo interoperabilidade regulatória e técnica. Essa conexão pode viabilizar a exportação de créditos com integridade ambiental, ampliar o acesso ao financiamento climático e fortalecer a governança nacional de mitigação, desde que acompanhada por sistemas robustos de MRV (Monitoramento, Relato e Verificação) e mecanismos que evitem dupla contagem.

Box 10.3 Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa

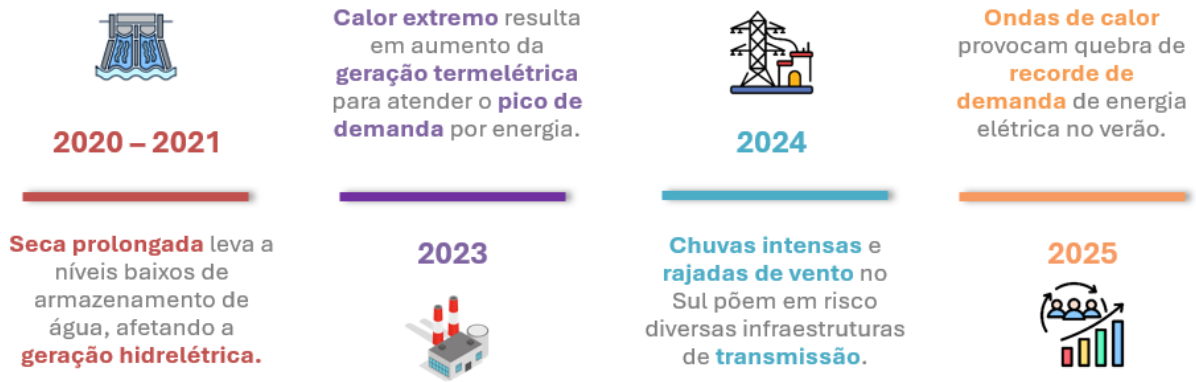
O funcionamento do SBCE tende a induzir uma transição da matriz energética para uma configuração ainda mais renovável, associada a tecnologias de compensação e mitigação de emissões, contribuindo de forma decisiva para os compromissos climáticos do país.

10.2.2 Adaptação do setor energético à mudança do clima

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. A mudança do clima vem trazendo transformações na produção da energia, nos hábitos de consumo, na economia, na legislação e, consequentemente, na forma de planejar e operar o sistema energético. A mudança do clima, gradual e extrema, causa impactos na oferta, na infraestrutura, nos serviços e no sistema energético como um todo. Todavia, o setor elétrico brasileiro possui desafios particulares no que se refere à adaptação por conta da interdependência de fontes renováveis com o clima e com os recursos naturais.

Nos últimos anos, o setor enfrentou eventos climáticos que impactaram a demanda, a geração e a transmissão de energia elétrica. A Figura 10-9 abaixo ilustra isso.

Figura 10-9 – Eventos climáticos e impactos no setor elétrico



Fonte: Elaboração EPE.

A geração elétrica é afetada pela alteração na disponibilidade dos recursos, sobretudo hídrico, que influencia expressivamente a operação e o planejamento de todo o sistema. Ao mesmo tempo, também se espera que eventos extremos causem impactos no abastecimento de combustíveis para usinas termelétricas, principalmente nos sistemas isolados, onde a logística é mais complexa e há poucas alternativas de rotas. Quanto à redução da eficiência e ao aumento de riscos e danos associados a eventos extremos, todas estruturas, equipamentos e serviços energéticos serão afetados, porém, sobressaem os impactos no sistema de transmissão, distribuição e, consequentemente, 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.

Este panorama junto ao movimento global e nacional acerca de mudança do clima e a ocorrência da COP30 no Brasil impulsionam a discussão de estratégias relacionadas à capacidade de adaptação do setor. O debate nacional tem caminhado na linha da necessidade de

armazenamento de energia e flexibilidade operativa do sistema elétrico. No entanto, há questões importantes que permeiam a necessidade de reduzir as emissões e a segurança energética.

Considerando o desafio de adaptar-se à mudança do clima, a EPE está desenvolvendo uma série de estudos. Sobre os estudos da EPE, parte deles está associado às ações do Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), como o *Roadmap* para o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas (Box 10.4) e o desenvolvimento da base de dados de indicadores de mitigação e adaptação à mudança do clima. Destacam-se também os estudos de reforços para a resiliência dos sistemas de transmissão (EPE, 2024) e o estudo de impactos das mudanças climáticas no planejamento do setor elétrico brasileiro (EPE, 2025b).

No escopo do Plano Clima Adaptação, o Plano Setorial Energia foi coordenado pelo MME e contou com a participação de instituições do setor, como EPE, Aneel e ONS. O documento traz a visão setorial quanto à adaptação até 2035 e busca integrar seus principais instrumentos, incluindo o PDE. O documento, que foi revisado após consulta pública, apontou 10 riscos climáticos prioritários para o setor que passam por redução da oferta de energia elétrica e de biocombustíveis, danos severos às infraestruturas, alterações na demanda e interrupções de fornecimento de energia. O Plano traz 38 ações distribuídas em 16 metas voltadas para a adaptação do setor energético que dialogam diretamente com o objetivo nacional seis “garantir a segurança energética, de forma sustentável e acessível”, listado na Estratégia Nacional de Adaptação (MMA, 2025).

Box 10.4 *Roadmap* para o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas

A EPE é responsável pela elaboração do *Roadmap* que se refere a uma ação de curto prazo do Plano Recuperação de Reservatórios de Regularização do País (PRR). No escopo do estudo, foram publicados a Nota Técnica de Revisão Bibliográfica e seis *Factsheets* temáticos: hidreletricidade, transmissão, geração eólica, geração solar, demanda de energia elétrica e termeletricidade. Podcasts sobre os estudos estão disponíveis no canal da EPE.

Os *Factsheets* sintetizam informações sobre a relação entre mudanças climáticas e temas-chave, selecionados por serem estratégicos para o entendimento da resiliência climática do sistema elétrico brasileiro. O Relatório Final do estudo está em elaboração.

Para saber mais acesse: Roadmap para fortalecimento da resiliência do setor elétrico em reposta às mudanças climáticas e Podcast Empresa de Pesquisa Energética.

10.2.3 Transição Energética Justa e Inclusiva

A transição energética brasileira deve ir além da substituição tecnológica, incorporando dimensões sociais, econômicas e territoriais que promovam equidade e inclusão. Apesar da matriz energética nacional já ser majoritariamente renovável, o desafio é garantir que os benefícios da transição – como emprego, renda, inovação e qualidade de vida – sejam distribuídos de forma justa, reduzindo desigualdades históricas.

Conforme detalhado a seguir no capítulo 12, Transição Energética, deste PDE, a abordagem estratégica envolve três vertentes da justiça energética: distributiva, de reconhecimento e processual (da participação social). Na vertente distributiva, destacam-se políticas de geração de empregos verdes, requalificação profissional e capacitação técnica, com foco em diversidade

e territorialização. Iniciativas como o Pronatec EnergIFE[144] e o Portal Brasileiro do Hidrogênio[145] evidenciam esforços para formar profissionais em áreas emergentes e reduzir desigualdades regionais.

A pobreza energética permanece como um desafio, especialmente em comunidades rurais e regiões remotas, sendo também destacada no capítulo da Transição Energética por meio de indicadores e sinalização de políticas públicas como o Programa Luz para Todos, Tarifa Social de Energia Elétrica e Programa Gás do Povo, fundamentais para garantir acesso físico e econômico à energia. O cozimento limpo, por exemplo, é um eixo estratégico que conecta justiça distributiva e de reconhecimento, com impactos diretos na saúde e na equidade de gênero.

Na vertente de reconhecimento, é essencial priorizar grupos vulnerabilizados – povos indígenas, quilombolas, comunidades tradicionais e famílias em situação de pobreza energética. A implementação de salvaguardas socioambientais para energias renováveis reforça o respeito aos direitos humanos e à diversidade cultural.

A participação social, por sua vez, é estruturante para uma transição legítima e eficaz. O Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte)[146] representa um avanço na institucionalização do diálogo entre governo, sociedade civil e setor produtivo. A antecipação do engajamento e a transparência são essenciais para fortalecer a confiança e a qualidade das decisões.

Em síntese, a transição energética justa e inclusiva exige articulação entre políticas setoriais, instrumentos de financiamento, estratégias de qualificação e mecanismos de participação, assegurando que os ganhos da transição sejam amplamente compartilhados e sustentem um modelo energético limpo, seguro e socialmente justo.

Box 10.5 Transição em ação: Da agenda global ao território

A transição energética justa e inclusiva (TEJI) deixou de ser apenas uma aspiração para se tornar um eixo transversal das políticas energéticas nacionais e internacionais. No Brasil, essa agenda se conecta ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), à Política Nacional de Transição Energética (Plante) e a marcos regulatórios recentes, como a Lei do Combustível do Futuro. Esses instrumentos estão alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e dialogam com outros instrumentos setoriais como a Estratégia Transversal do Plano Clima – Transição justa e Justiça Climática, do MMA, e com princípios globais consolidados pela ONU, OIT, OCDE e AIE, que reforçam a centralidade nas pessoas, a proteção social e a inclusão territorial como pilares da descarbonização. A integração da TEJI aos objetivos de descarbonização, redução de interferências socioambientais e garantia da segurança do sistema representa um desafio multidimensional, exigindo soluções competitivas que assegurem a distribuição justa dos custos e benefícios, reduzindo desigualdades socioeconômicas e respeitando a diversidade regional brasileira.

A lógica é clara: não basta reduzir emissões; é preciso garantir acesso universal à energia limpa, tarifas justas e oportunidades de trabalho qualificado, especialmente em regiões vulneráveis ou dependentes de cadeias fósseis. Esse processo deve considerar a heterogeneidade territorial do país, onde as condições socioeconômicas e a infraestrutura variam significativamente. Em síntese, de um lado, há a necessidade de assegurar segurança energética e modicidade tarifária em um sistema cada vez mais eletrointensivo; de outro, é urgente criar mecanismos de requalificação profissional e diversificação econômica para mitigar impactos sociais da transição. Programas como Luz para Todos e Combustível do

[144] https://www.gov.br/mec/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional/orgaos-especificos-singulares/secretaria-de-educacao-profissional/SEI_5913253_Documento.pdf
[145] https://h2portal.com.br/
[146] Resolução CNPE nº 5/2024.

Box 10.5 Transição em ação: Da agenda global ao território

Futuro são exemplos de políticas que podem acelerar essa transformação, ao mesmo tempo em que reforçam a importância de integrar inovação tecnológica, inclusão social e competitividade econômica em um mesmo roteiro de futuro. Dessa forma, será possível construir uma transição energética que não apenas descarbonize a matriz, mas também promova desenvolvimento equilibrado e redução das desigualdades socioeconômicas.

10.2.4 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. Também são observados esforços na articulação entre o setor e os órgãos ambientais de modo a identificar questões relevantes para o planejamento das linhas e somar forças e conhecimento na definição de soluções robustas e eficazes (ver Box 10.6).

Box 10.6 Acordo de Cooperação Técnica entre EPE e Ibama para o planejamento da expansão da transmissão

No âmbito do fortalecimento da articulação entre o planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica e o licenciamento ambiental, a EPE e o Ibama firmaram, em janeiro de 2025, um Acordo de Cooperação Técnica (ACT) que institucionaliza uma agenda de colaboração que vem sendo desenvolvida desde 2017 entre as equipes técnicas das duas instituições.

O ACT tem por objetivo envolver o Ibama desde as fases iniciais de estudos de expansão da transmissão e contempla consultas técnicas no âmbito da elaboração dos Relatórios R1, reuniões periódicas para intercâmbio de informações e iniciativas de capacitação e integração entre os órgãos do setor elétrico e ambiental. Essa atuação coordenada tem contribuído para aumentar a previsibilidade e a eficiência dos processos de avaliação de viabilidade socioambiental.

A formalização do ACT também atende às recomendações do Tribunal de Contas da União, expressas no Acórdão nº 1.789/2019 – TCU – Plenário, e às orientações da Casa Civil no sentido de fortalecer a articulação prévia entre o planejamento setorial e o licenciamento ambiental. Nesse contexto, o Acordo constitui um instrumento estratégico para antecipar questões ambientais, reduzir riscos ao cronograma dos projetos e contribuir para a expansão sustentável do sistema de transmissão no País.

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, certificações e a adoção de padrões de desempenho socioambientais de instituições como a *Hydropower Sustainability Alliance* (HSA) e o *International Finance Corporation* (IFC) do 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. Na escala de atividades e empreendimentos, são realizadas discussões intersetoriais para promover boas práticas e aprimorar continuamente o licenciamento ambiental de atividades de E&P. No âmbito da preparação da Oferta de Áreas, que compõe o planejamento setorial, destaca-se a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) como instrumento que busca conciliar o desenvolvimento das futuras atividades de petróleo e gás natural com os aspectos socioambientais regionais. Na prática, tal avaliação ambiental prévia tem sido operacionalizada por meio dos procedimentos da Manifestação Conjunta entre MMA e MME, ouvido o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG, composto por MMA, Ibama e ICMBio). Outra iniciativa que merece destaque é o Planejamento Espacial Marinho, instrumento de planejamento intersetorial que busca compatibilizar atividades econômicas com a conservação da biodiversidade marinha, coordenado pela Marinha do Brasil e pelo MMA.

Além das iniciativas acima, vale destacar 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.

10.2.5 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 nº 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 água[147], os conflitos tendem a aumentar no futuro, com o aumento da quantidade e da diversidade de usuários.

[147] Conjuntura de Recursos Hídricos no Brasil 2025, (ANA, 2025).

Essa situação se agrava ao considerarmos as alterações do clima, 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). De acordo com a ANA (2024), a disponibilidade hídrica pode cair mais de 40% no Norte, Nordeste e parte do Centro-Oeste até 2040; enquanto no Sul há uma tendência de aumento da disponibilidade hídrica, embora atrelada a uma maior imprevisibilidade. Todas essas questões tendem a 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 na produção de biocombustíveis. O setor ainda armazena e regulariza a água por meio dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Portanto, o desafio foi considerado relevante para usinas hidrelétricas, termelétricas não renováveis e solares fotovoltaicas, assim como para a produção de etanol. Diante da expansão, também é essencial considerar o impacto da demanda hídrica por grandes cargas, como datacenters e projetos de produção de hidrogênio (ver Box 10. 7).

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 e 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, é importante promover o uso de tecnologias com baixo consumo de água, o reuso, além de priorizar 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. O setor sucroalcooleiro tem avançado na eficiência no uso da água e há protocolos[148] específicos de boas práticas; já para o etanol de milho, é preciso compreender melhor o consumo de água na produção.

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, que possui interface com o PDE e o Plano de Recuperação de Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas (PRR) (CNPE, 2022). O PRR, por sua vez, busca garantir a segurança energética e hídrica, preservando os usos múltiplos da água. Quanto às alterações do clima, o Plano Setorial de Adaptação (Brasil, 2025) e o *Roadmap* para o fortalecimento da resiliência do setor elétrico (ver Box 10.4) buscam levantar riscos e apontar caminhos para a adaptação da geração elétrica.

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 promover a pesquisa, o monitoramento e a implantação de práticas e tecnologias mais eficientes. Paralelamente, é

[148] Protocolo Agroambiental Etanol Mais Verde do estado de São Paulo e Protocolo BRCana.

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.

Box 10. 7 Demanda hídrica em grandes cargas: Data centers e produção de hidrogênio

Novas grandes cargas estão redefinindo o perfil de consumo energético no Brasil, com efeitos no consumo hídrico. Projetos de produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água avançam em grande escala, exigindo volumes crescentes de água. A IEA estima que o hidrogênio de baixa emissão de carbono por eletrólise requer cerca de 10 litros de água por quilograma de H_2 para insumo, e um total de 30 a 70 L/kg de H2 considerando insumo e resfriamento, variando conforme a tecnologia do eletrólito e as condições climáticas locais (IEA, 2025). De forma a aumentar a sustentabilidade, diversos projetos consideram o uso de água do mar dessalinizada e/ou água de reuso. Essas soluções podem ser estimuladas por instrumentos de política pública voltados à promoção de tecnologias que reduzam a pressão sobre recursos hídricos.

Em paralelo, datacenters se multiplicam para atender à digitalização e à inteligência artificial, ampliando também a demanda por refrigeração. O consumo de água neste seguimento está relacionado ao resfriamento dos equipamentos. A adoção de tecnologias de refrigeração mais eficientes e a correta seleção da localização dos empreendimentos mitigam riscos de estresse hídrico. À luz da Medida Provisória n. 1.318/2025, que institui o Regime Especial de Tributação para Serviços de Datacenter (REDATA), a habilitação ao regime condiciona-se, dentre outros, ao compromisso, por parte da pessoa jurídica, de manter Índice de Eficiência Hídrica (*Water Usage Effectiveness* – WUE) igual ou inferior a 0,05 L/kWh, com aferição anual – o que, na prática, limita o consumo de água a no máximo 0,05 litro (50 mL) por cada 1 kWh utilizado – configurando um incentivo relevante à adoção de práticas de uso eficiente e racional da água e induzindo a incorporação de tecnologias de refrigeração de alto desempenho, como circuitos fechados com *chillers* e torres de resfriamento altamente eficientes, arrefecimento a ar (*dry cooling*) e/ou *free cooling* quando viável, além do uso intensivo de água de reuso na expansão da infraestrutura de datacenters no país.

10.3 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.

10.3.1 Aproveitamento energético dos resíduos

O aproveitamento de resíduos para geração de energia é uma oportunidade de transformar um grande passivo ambiental em ativos energéticos, contribuindo para a transição energética e para a redução de emissões de gases de efeito estufa. 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 climáticos, planos, programas e outros dispositivos legais voltados para o assunto. Destacam-se o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten), que sinaliza o potencial mitigador de biogás e biometano e da recuperação e valorização energética de RSU; além do Planares[149] e do Plano ABC+[150].

Vale destacar a Lei do Combustível do Futuro[151] 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. Outras iniciativas foram 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[152]. O Programa RenovaBio segue como a importante política relacionada a biocombustíveis.

Finalmente, impulsionar a gestão de resíduos no País também fortalece cadeias produtivas sustentáveis e pode integrar tecnologias como BECCS (Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono), que permitem emissões líquidas negativas, contribuindo para a trajetória de mitigação brasileira.

10.3.2 Otimização de recursos e 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. Além da possibilidade de aumentar os níveis de confiabilidade e eficiência do parque hidrelétrico existente, são evitadas interferências socioambientais e os riscos associados à construção de novos projetos.

[149] Plano Nacional de Resíduos Sólidos, aprovado pelo Decreto nº 11.043/2022.
[150] 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).
[151] Lei nº 14.993/2024.
[152] Decreto nº11.003/2022.

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). Nos últimos quatro anos, o PDE vem destacando o potencial a ser explorado e no PDE 2035 tais ações representam um percentual considerável da expansão hidrelétrica prevista no decênio (77%). O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), previsto para 2026, com a inclusão de usinas hidrelétricas existentes, reforça a importância da fonte em contribuir, dentre outros, com flexibilidade operativa para o sistema elétrico. Entretanto, ainda são necessários aprimoramentos regulatórios e 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 permite, no SIN, o compartilhamento de terreno e sinergias construtiva e operativa (EPE, 2019b) e há regulamentação para usinas híbridas e associadas[153].

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 de baixa emissão de carbono. Cabe destacar que para viabilizar as rotas de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis 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*.

10.3.3 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 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 garantir resiliência climática o que consequentemente agrega valor socioambiental aos projetos de energia.

A Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB)[154] é um marco regulatório importante para projetos energéticos sustentáveis no País. Por meio de seus objetivos ambientais, climáticos e socioeconômicos, a TSB passa a ser um instrumento estratégico para orientar investimentos e políticas para uma economia mais verde e equilibrada, promovendo o desenvolvimento sustentável e o bem-estar da sociedade.

[153] Resolução Normativa Aneel n. 954/2021, que alterou o marco regulatório anterior, com o objetivo de promover e viabilizar os investimentos nos arranjos híbridos.
[154] Decreto nº 12.705, de 3 de novembro de 2025 que estabelece a Taxonomia Sustentável Brasileira – TSB como instrumento do Plano de Transformação Ecológica do Poder Executivo federal.

A implementação do Plano Setorial de Mitigação Energia à mudança do clima e do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa, citados anteriormente, também traz oportunidades socioambientais para arrecadar recursos e investimento em projetos sustentáveis. O desenvolvimento de projetos de compensação de emissões pode trazer vários cobenefícios além do carbono, tais como aumento da biodiversidade, redução de erosão, manutenção de recursos hídricos, geração de empregos, desenvolvimento da cadeia de bioeconomia, entre outras.

Particularmente para a geração hidrelétrica, vale citar projetos que incluem a revitalização e a recuperação de bacias hidrográficas, impulsionados pela Lei nº 14.182/2021 [155] e por ações previstas no PRR. O governo federal também tem buscado promover atividades em reservatórios hidrelétricos visando aumentar a produção de alimentos, gerar emprego e renda, fortalecer a segurança alimentar e aprimorar a governança dessas áreas.

Ademais, os instrumentos de certificação voltados para a descarbonização são oportunidades interessantes para as fontes renováveis. Dentre os mecanismos, destacam-se a transação regulamentada no programa brasileiro Renovabio e a certificação de energia renovável para as fontes elétricas. Além do ganho financeiro, as oportunidades citadas possibilitam aos projetos renováveis obterem reconhecimento a partir de selos de sustentabilidade.

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).

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. Recentemente, houve avanços quanto à obrigatoriedade de divulgar informações financeiras relacionadas à sustentabilidade no Brasil por meio de normas[156] que incorporam os padrões internacionais emitidos pelo *International Sustainability Standards Board* (ISSB).

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.

[155] Como o Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas do Rio São Francisco e Parnaíba, coordenado pelo Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR).

[156] A Resolução CVM nº 193/23 atualizada pelas Resoluções CVM nº 219/24 e nº 227/25 incorporam ao arcabouço regulatório brasileiro os padrões internacionais IFRS S1 (General Requirements for Disclosure of Sustainability-related Financial Information) e IFRS S2 (Climate-related Disclosures), emitidos pelo International Sustainability Standards Board (ISSB). A partir de 1º de janeiro de 2026, companhias abertas estarão obrigadas a elaborar e divulgar relatórios de sustentabilidade alinhados aos Pronunciamentos Técnicos CBPS 01 e CBPS 02, que traduzem e adaptam os IFRS S1 e S2 à realidade brasileira.

Capítulo 11.

Transição Energética

Pontos principais

- A transição energética no Brasil vai além da redução de emissões e pode trazer oportunidades socioeconômicas relevantes, com destaque para dimensões estratégicas como geração de empregos, capacitação de mão de obra proteção e efetivação de direitos de comunidades vulnerabilizadas. Essas oportunidades passam por assegurar que os benefícios sejam distribuídos de forma justa, reduzindo desigualdades regionais e sociais.

- O Brasil já soma mais de 1,5 milhão de empregos em renováveis, mas necessita de qualificação de mão de obra, especialmente novos perfis profissionais ligados ao hidrogênio, eficiência energética e digitalização. Ao mesmo tempo, setores intensivos em carbono podem exigir requalificação e recolocação. A territorialização das oportunidades, como eólica no Nordeste, pode reduzir desigualdades regionais. Assim, a vertente distributiva da justiça energética conecta descarbonização com inclusão social e competitividade.

- No campo do reconhecimento, enfatiza-se a atenção a grupos vulnerabilizados, como indígenas, quilombolas e comunidades tradicionais, que sofrem impactos da infraestrutura necessária a expansão energética. Apesar da existência de instrumentos legais, como a OIT 169, ainda há desafios na sua efetiva implementação. Também se destaca a necessidade de integrar diversidade étnico-racial e de gênero ao setor energético. O reconhecimento fortalece a legitimidade e a justiça na transição.

- A participação social constitui-se como um dos elementos centrais da transição energética justa. O Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte), criado em 2024, reúne governo, sociedade civil e setor produtivo em um espaço tripartite. Apoia a formulação e monitoramento da política e do plano nacional de transição energética (Plante), por meio da carta de recomendações ao CNPE. Investir na participação social com inclusão e transparência é essencial para o acesso à informação qualificada e ampliar o engajamento, fortalecendo a governança e legitimando a transição energética brasileira.

- A pobreza energética, entendida como a incapacidade de acessar ou satisfazer plenamente uma cesta básica de serviços energéticos, é abordada a partir das capacidades humanas e de três dimensões de acesso – físico, capacidade de pagamento e qualidade – com a disponibilidade de potência adicionada para sistemas isolados. Essa cesta envolve serviços essenciais como cozimento, refrigeração, iluminação e telecomunicações, cujo atendimento sustenta bem-estar, saúde, educação e participação social.

- Em relação à pobreza energética, os indicadores apontam que a demanda reprimida nos lares brasileiros se apresenta como um desafio tão importante quanto as pessoas com despesas excessivas com energia. Estas duas frentes envolvem soluções distintas e complementares para garantir o usufruto da cesta básica de serviços energéticos sem comprometimento da renda domiciliar.

- Embora o país tenha acesso físico quase universal à eletricidade (99,8%), persistem desigualdades regionais e entre urbano e rural, a questão econômica é central: 13,8% dos domicílios caem abaixo da linha de pobreza após pagar energia, há demanda reprimida (21,1% consomem menos da metade da mediana) e inadimplência elevada (~33%). O quadro revela pobreza energética oculta nas camadas de menor renda, onde o acesso existe, mas é financeiramente insustentável.

- A qualidade e continuidade do fornecimento são parte do próprio conceito de acesso: interrupções frequentes ou longas comprometem a saúde e a educação. A regulação da ANEEL usa indicadores com metas decrescentes e efeitos tarifários e sancionatórios, impulsionando melhora gradual. Nos sistemas isolados da Amazônia, há localidades com poucas horas de energia por dia, o que limita o uso da cesta e as atividades produtivas, ressaltando a necessidade de potência adequada e soluções tecnológicas modulares e inteligentes.

- No cozimento, apesar de avanços em tecnologias limpas, 11,8 milhões de domicílios (15,2%) ainda usam lenha ou carvão, chegando a 25,3% entre famílias de baixa renda. Para esse tema, assim como para a pobreza energética como um todo, uma abordagem eficaz combina políticas energéticas de expansão do acesso (Luz para Todos), alívio tarifário (Tarifa Social), alívio no gás (Gás do Povo), geração renovável distribuída e eficiência (Energia Limpa no MCMV) e melhorias no suprimento (Energias da Amazônia), além de políticas transversais como cozinhas solidárias, lavanderias públicas e conectividade, que reduzem custos, liberam tempo e ampliam capacidades, atacando a pobreza energética por múltiplos vetores.

- Um aumento de 44% 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.

- A crescente integração de sistemas de armazenamento à matriz elétrica adiciona novos minerais à demanda do setor, como grafite e lítio. Embora já relevantes na mobilidade elétrica, seu uso agora se expande para a geração e o armazenamento de energia, intensificando a conexão entre os diferentes segmentos da transição energética.

A transição energética global, impulsionada pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, causadoras das mudanças climáticas, impõe desafios e abre oportunidades diversas para cada país, de acordo com suas circunstâncias e prioridades. No caso do Brasil, essa transformação envolve não apenas o avanço rumo a uma matriz de baixo carbono, em consonância com os compromissos climáticos assumidos internacionalmente, mas também a busca por soluções que contribuam para o desenvolvimento socioeconômico com a superação de desigualdades regionais e sociais, especialmente no que diz respeito ao acesso equitativo e seguro a serviços energéticos.

Nesse contexto, o presente capítulo se inicia com a apresentação das diferentes estratégias e instrumentos para a construção da transição energética brasileira, reforçando seus papéis, complementariedades e importância frente aos desafios de longo prazo.

Na sequência, um recorte mais específico é dado aos desafios socioambientais relacionados a transição energética no contexto do Brasil, tendo como pano de fundo as bases estruturais para a construção de uma transição justa e inclusiva. Para isso, apresenta elementos que apoiam uma avaliação dos aspectos socioeconômicos e da pobreza energética no país.

Posteriormente o capítulo aborda questões relacionadas a viabilidade de tecnologias de captura, uso e armazenamento de carbono para neutralização das emissões de ativos existentes e futuros do setor energético brasileiro. Apresenta, ainda, considerações relacionadas ao uso da energia geotérmica como uma alternativa de fonte de energia limpa e de transição conectada ao Setor de Óleo e Gás.

Considerando a tendência de longo prazo de maior penetração de tecnologias de energia mais intensivas no consumo de minerais para sua produção, segue com tópico sobre minerais estratégicos, e aponta as preocupações quanto à oferta futura desses minerais não se constituir em gargalo para a transição energética brasileira.

Ao final, estão apresentados os principais pontos do capítulo, com a síntese dos aspectos mais relevantes no contexto atual da transição energética brasileira.

11.1 Instrumentos para a transição energética brasileira

Detentor de invejável potencial energético renovável, o Brasil ostenta uma elevada participação dessas fontes na sua matriz energética, quando comparado com a média mundial. Isso não decorre apenas da mera disponibilidade desses recursos renováveis, mas de políticas públicas e estratégias de investimentos de longo prazo, fundamentadas por uma governança setorial sólida, que se baseia em dados e estudos técnicos de planejamento do setor.

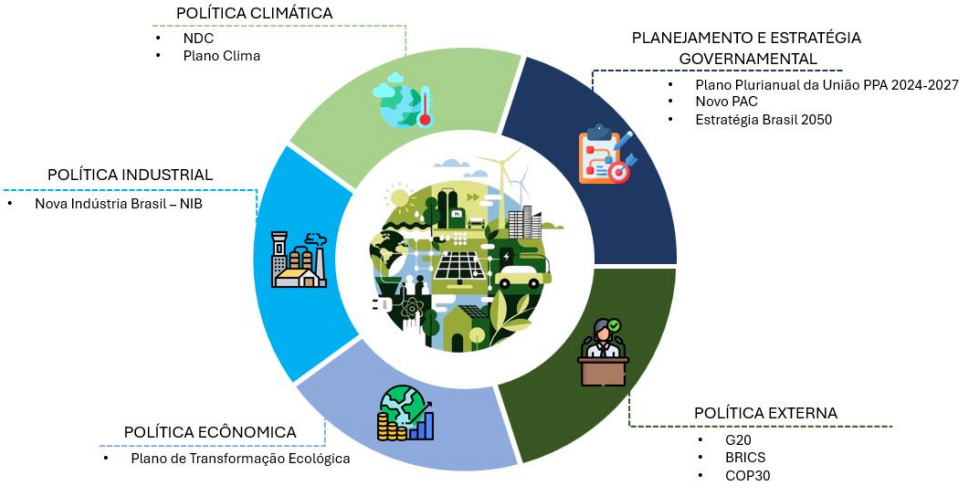
Em 2024, de acordo com dados do Balanço Energético Nacional, publicado pela EPE, cerca de 50% da energia ofertada no Brasil foi de fontes renováveis, com destaque para os biocombustíveis etanol e biodiesel, as hidrelétricas, a eólica e a solar, entre outras. Isso faz da matriz energética do Brasil a mais renovável entre os países do G20, grupo que reúne as vinte maiores economias do mundo.

Esse item apresenta as especificidades da transição energética brasileira e reforça a importância de políticas e instrumentos que atuem na sua operacionalização por meio de aparato normativo, legal e administrativo adequados. Indica a necessidade de articulação de políticas para a transição energética - com ênfase na Política Nacional de Transição Energética (PNTE) - e os novos marcos legais, que coadunam estratégias de regulamentação, investimentos, mecanismos de mercado, universalização do acesso à energia e premissas de sustentabilidade integrantes de uma economia de baixo carbono.

Articulação de políticas para a transição energética

O Brasil deu um impulso substancial à agenda da transição energética nos últimos anos. Um dos aspectos mais marcantes desse momento é a maior coordenação da política energética com outras dimensões da política pública, entre elas a climática, a econômica e a industrial, sobretudo no nível federal. O diagrama da Figura 11-1 ilustra os principais elementos dessa abordagem integradora da transição energética.

Figura 11-1 – Articulação de políticas que também abordam a transição energética brasileira



- PLANEJAMENTO E ESTRATÉGIA GOVERNAMENTAL - Plano Plurianual da União PPA 2024-2027 (Lei nº 14.802/2024), que tem como um de seus três eixos o "desenvolvimento econômico e sustentabilidade socioambiental e climática", que se desdobra em diretrizes e programas que a todo momento incluem a transição energética como aspecto fundamental, além de possuir programa específico para transição energética (Programa 3107 do Anexo III - Programas Finalísticos);

- PLANEJAMENTO E ESTRATÉGIA GOVERNAMENTAL - Novo Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, apresentado em 2023, que tem como um dos eixos de investimentos "Transição e Segurança Energética", desdobrando-se em diversos subeixos;

- PLANEJAMENTO E ESTRATÉGIA GOVERNAMENTAL - Estratégia Brasil 2050, que busca garantir uma maior previsibilidade na atuação governamental e tem como um dos seus estudos temáticos o tema "Transição e Segurança Energética";

- POLÍTICA CLIMÁTICA - NDC + Plano Clima, cuja elaboração foi determinada pelo Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima – CIM em 2023 e que possui estratégias nacionais de mitigação e de adaptação, a partir dos quais são definidos sete planos setoriais de mitigação e 16 planos setoriais de adaptação, tendo o setor de energia em ambos. Além disso, o Plano Clima conta com quatro estratégias transversais (p.ex., Transição Justa) visando garantir a implementação das medidas previstas nos Planos de Mitigação e Adaptação;

- POLÍTICA INDUSTRIAL - Nova Indústria Brasil – NIB, política industrial lançada em janeiro de 2024, baseada em seis missões principais, sendo uma delas “Bioeconomia, descarbonização e transição e segurança energéticas”; CITAR FNDCT.

- POLÍTICA ECONÔMICA - Plano de Transformação Ecológica, que estabeleceu uma visão de desenvolvimento socioeconômico do país pautada em elevados padrões de sustentabilidade, incluindo um eixo “Transição Energética”;

- POLÍTICA EXTERNA - Liderança do Brasil no G20, BRICS e COP30 foi marcada pelo destaque ao desenvolvimento sustentável e a transição energética. No G20, o Brasil estabeleceu três principais prioridades de agenda para o diálogo em 2024, sendo uma delas a “Transição energética e desenvolvimento sustentável em seus aspectos sociais, econômicos e ambientais”.

Articular e coordenar, na prática, políticas públicas tal como mostrado na Figura 11-1 é tarefa complexa, que exige esforço de diálogo dentro do governo, entre os vários ministérios e nos níveis federal, estadual e municipal, com o setor produtivo e com a sociedade civil. Nessa categoria, há uma ampla gama de agentes interessados, como trabalhadores e sindicatos, organizações não-governamentais, associações, academia e sociedade representantes de grupos vulnerabilizados, a exemplo dos povos indígenas e comunidades tradicionais.

A estrutura de governança fundamental para apoiar a articulação da política energética com as demais é o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que iniciou em 2023 a discussão sobre o estabelecimento de uma Política Nacional de Transição Energética, como forma de promover a transparência e a consistência geral das ações e programas diversos. A criação dessa política foi aprovada em 2024, por meio da Resolução CNPE nº 5, de 26/08/2024, que definiu as diretrizes e instituiu dois instrumentos básicos: o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte). O Plante e o Fonte serão abordados adiante nesse capítulo.

Política Nacional de Transição Energética - PNTE

Conforme já mencionado, a Política Nacional de Transição Energética - PNTE foi criada por meio da Resolução CNPE n° 5, de 26/08/2024, que definiu um conjunto de diretrizes para a política energética brasileira. A referida resolução apresenta o objetivo da PNTE 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”. Adicionalmente, define-se como um mecanismo de apoio à integração e coordenação de políticas e ações governamentais na esfera federal, em articulação com os entes subnacionais, e de diálogo com a sociedade civil e o setor produtivo, visando à consolidação dos esforços nacionais de que trata a política.

A orientação mais fundamental dessa resolução do CNPE é a determinação de que a política energética seja coerente com os compromissos internacionais assumidos pelo País em relação às mudanças climáticas, e que considere os demais objetivos das políticas públicas, inclusive as iniciativas e estratégias para viabilizar a transformação ecológica da economia brasileira, o adensamento das cadeias produtivas e agregação de valor no País, e a mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

A PNTE apresenta doze diretrizes, cobrindo aspectos relacionados à garantia da segurança energética nacional, redução da pobreza e desigualdade energética, promoção da competitividade e preços acessíveis, entre outros. Nesse conjunto, orienta também a promoção de medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas no setor de energia, em linha com o Plano Nacional sobre Mudança do Clima, e consideração de cenários e estudos econômico-

energéticos, ambientais, climáticos e tecnológicos, em especial do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE e do Plano Nacional de Energia – PNE.

Além das diretrizes, a PNTE criou dois instrumentos novos: o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte). O Plante é um plano de ações com horizonte de planejamento de longo prazo dividido em ciclos de implementação quadrienais, que sistematiza e consolida as ações dos programas do Governo Federal para a promoção da transição energética e, em conformidade com as diretrizes da PNTE, deve dialogar com os cenários do PDE e do PNE. Em 2025, o MME realizou oficinas interministeriais que discutiram pilares temáticos importantes para a elaboração do Plante: segurança e resiliência do sistema energético; pobreza e justiça energética, descarbonização do sistema energético e outros relacionados aos seus eixos estratégicos. Com esses insumos, uma primeira versão do Plante foi elaborada e apresentada aos integrantes do Fonte, que debateram e apresentaram inúmeras contribuições ao trabalho. Atualmente, o Plante encontra-se em fase final de revisão, baseada nos comentários expressos pelos integrantes do Fonte, instituições vinculadas ao MME, como a própria EPE, e organismos internacionais, como a IEA. A expectativa é que o instrumento seja colocado em consulta pública ainda no primeiro bimestre de 2026 para posterior acompanhamento de sua implementação pelo CNPE.

O Fonte, por sua vez, é um fórum permanente e de caráter consultivo, com a finalidade de estimular, ampliar e democratizar as discussões sobre transição energética do Governo Federal junto à sociedade civil, setor produtivo e entes subnacionais. Nesse sentido, foram envidados esforços pelo MME para definir a composição do Fórum, incluindo um edital para eleição dos membros da sociedade civil. Sua função central é contribuir para a formulação, implementação e monitoramento da PNTE e do Plano Nacional de Transição Energética (Plante), além de consolidar recomendações em uma carta anual ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A estrutura do Fórum inclui o Plenário, que se reúne ordinariamente a cada quatro meses, o Comitê Executivo, responsável por coordenar atividades e definir pautas, e a Secretaria-Executiva, exercida pelo Departamento de Transição Energética da SNTEP/MME. Por meio da Resolução CEFONTE nº 7, de 15 de outubro de 2025, foram designados os representantes, titulares e suplente integrantes do Plenário do Fonte. Para o biênio 2025-2026, o plano de trabalho e a minuta do regimento interno encontra-se em etapa de avaliação pelos integrantes do fórum, que devem deliberar suas versões finais ainda no mês de janeiro de 2026.

São 87 representantes no total divididos entre membros de instituições governamentais da esfera federal, instituições governamentais da esfera estadual e municipal, instituições da sociedade civil e instituições do setor produtivo, o que referenda o caráter democrático e representativo desse mecanismo de participação social e engajamento nas discussões sobre a transição energética nacional.

Além disso, verifica-se que a efetiva implementação da PNTE é um processo em elaboração, que vem ganhando maturidade e legitimidade como espaço de transparência, diálogo e construção de consensos diante dos diversos dilemas e potenciais conflitos trazidos pela transição energética no país. Todo esse processo busca valorizar e utilizar os dados e estudos do planejamento energético nacional, o que fortalece e qualifica sua construção.

Importante ainda destacar que a resolução que criou a PNTE apresentou definições cruciais para a política, em especial a de “transição energética justa e inclusiva”, a de “equidade energética” e a de “pobreza energética”, também tratados nesse capítulo.

Novos marcos legais

Nesse impulso da agenda de transição energética promovido nos últimos anos, outro aspecto crucial foi a aprovação de novos marcos legais. Diante do grande volume de investimentos necessários e os desafios de competitividade e inovação, a estabilidade e previsibilidade de

regras conferidas por marcos legais são importantes na mitigação dos riscos dos investimentos, sobretudo no que diz respeito aos regimes de incentivos e mecanismos de mercado.

Esse contexto permitiu a construção de amplo consenso político entre Governo Federal e Congresso Nacional para aprovar novas leis como:

- Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Leis nº 14.948/2024 e nº 14.990/2024);
- Programa Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024);
- Marco Legal das Eólicas Offshore (Lei nº 15.097/2025);
- Lei do Mercado de Carbono (Lei nº 15.042/2024);
- Programa de Aceleração da Transição Energética - PATEN (Lei nº 15.103/2025);
- Programa Mobilidade Verde e Inovação - MOVER (Lei nº 14.902/2024); e
- Programa Eco Invest Brasil (Lei nº 14.995/2024).

À sanção desses novos marcos segue-se um trabalho intenso de regulamentação, regulação e efetiva implementação, o que representa um esforço ao mesmo tempo urgente e de longo prazo. Cada lei exige extenso detalhamento de regras, com publicação de decretos, portarias, resoluções e outros atos normativos, envolvendo diversas instituições, estudos técnicos e escuta às partes envolvidas.

Adicionalmente, diversos programas de apoio à transição energética têm sido implementados por meio de atos infralegais a nível federal. Alguns desses programas são novos, a exemplo do Programa Energias da Amazônia, que estabelece medidas no sentido de reduzir o consumo de diesel no abastecimento elétrico aos sistemas isolados na região, com consequente redução de custos, ineficiências e emissões de gases de efeito estufa, ao mesmo tempo buscando modernizar e melhorar a qualidade, confiabilidade e resiliência climática do suprimento para a região.

Outros programas vêm sendo desenvolvidos dentro de bases legais e regulatórias pré-existentes. Nessa categoria podemos citar a Política Nacional de Biocombustíveis - RenovaBio, instituída pela Lei nº 13.576/2017, que define metas crescentes de participação de biocombustíveis na matriz de combustíveis do país, evitando emissões, bem como o Programa Nacional de Conservação de Energia – Procel, regido pelas leis nº 13.280/2016 e nº 9.991/2000, financiando projetos estruturantes de eficiência energética.

Em outra frente relevante, está o programa de expansão da infraestrutura de transmissão do país, com foco na ampliação da capacidade de integração de fontes renováveis de geração, sobretudo eólicas e solares na região Nordeste/Norte de Minas Gerais. Com base em estudos de planejamento da EPE, o MME e a ANEEL realizaram uma sequência de leilões de transmissão que, só nos anos de 2023 e 2024, somaram cerca de R$ 60 bilhões.

Outro exemplo é a Plataforma Brasil de Investimentos Climáticos e para a Transformação Ecológica – BIP, com participação de diversos ministérios, entre eles o MME, Fazenda, MDIC e MMA, com apoio e operacionalização pelo BNDES. Essa plataforma, lançada em 2024, tem objetivo de apoiar a estruturação de financiamento de empreendimentos em áreas prioritárias para o país, incluindo indústria, mobilidade e energia. A carteira de projetos cadastrados na BIP conforme critérios estabelecidos já supera US$ 20 bilhões, contemplando combustíveis

sustentáveis, fertilizantes, aço e cimento verdes, hidrogênio de baixa emissão de carbono e minerais estratégicos.

11.2 Transição energética justa e inclusiva

Esta seção discute a transição energética à luz dos três pilares da justiça energética. Tal abordagem permite explorar as questões socioeconômicas envolvidas na transição energética. Na primeira subseção, são exploradas as vertentes da justiça distributiva, processual e de reconhecimento, destacando a geração de empregos verdes, a necessidade de capacitação e requalificação profissional e a proteção de comunidades impactadas pela infraestrutura energética. Também são analisados temas como diversidade étnico-racial e de gênero, além da ampliação da participação social nos processos decisórios pertinentes à transição justa e inclusiva. Na subseção seguinte, dedicada à pobreza energética, são apresentados e analisados dados sobre posse de equipamentos elétricos relacionados na cesta básica de serviços energéticos, acesso físico à eletricidade, capacidade de pagamento e qualidade do fornecimento, com destaque para as principais políticas públicas voltadas ao acesso aos serviços energéticos e à redução das desigualdades.

11.2.1 Aspectos socioeconômicos da transição energética

A transição energética, além de seus impactos tecnológicos e econômicos, pode exercer influência relevante sobre a estrutura social e sobre a equidade no acesso aos seus benefícios. Nessa seção, são discutidos os principais aspectos decorrentes da transição energética que podem incidir sobre desigualdades socioeconômicas e questões socioambientais[157], à luz dos princípios de uma transição justa e inclusiva.

Essa avaliação abrange dimensões estratégicas, como a geração de novos empregos e a requalificação profissional, a capacitação de recursos humanos, a redução das desigualdades no acesso aos serviços energéticos, a priorização de populações impactadas e grupos vulnerabilizados, a valorização da diversidade étnico-racial e de gênero, bem como a ampliação da participação social nos processos decisórios. Ao considerar essas dimensões no escopo da transição energética brasileira, pretende-se sinalizar que os benefícios sejam distribuídos de forma equitativa, contribuindo para mitigar disparidades regionais e sociais e promovendo um desenvolvimento sustentável e inclusivo. Assim como no PDE 2034, as dimensões estratégicas estão relacionadas às três vertentes da justiça energética: distributiva, processual e de reconhecimento. O aspecto da pobreza energética (injustiça distributiva no acesso e consumo de energia) será tratado com maior detalhe no item 11.2.2. Pobreza Energética.

Vertente distributiva

Empregos verdes

Alinhar perspectivas energéticas e objetivos socioeconômicos pode ser um diferencial estratégico para o desenvolvimento sustentável do Brasil. A agenda nacional deve buscar não apenas reduzir emissões, mas também promover inclusão, reduzir desigualdades regionais e gerar empregos de qualidade. Estimativas da Agência Internacional de Energia Renovável - IRENA e da Organização Internacional do Trabalho - OIT indicam que o Brasil já ocupa posição de

[157] 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.

destaque global, com cerca de 1,56 milhão de empregos em renováveis[158], impulsionados por biocombustíveis, eólica, solar e hidrelétricas. Globalmente, o setor de energia emprega mais de 67 milhões de pessoas, com crescimento concentrado em tecnologias limpas (IEA, 2024). Essa expansão traz como desafio a escassez de mão de obra qualificada que pode se tornar um gargalo se não houver políticas de capacitação.

No Brasil, a Lei do Combustível do Futuro amplia mandatos de biocombustíveis e cria metas para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), enquanto o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono estabelece governança e incentivos para projetos industriais e portuários. A digitalização e a expansão de data centers, com grande projeção de carga no decênio reforça a necessidade de qualificação em novas infraestruturas.

Essas transformações exigem novos perfis ocupacionais: especialistas em hidrogênio, técnicas(os) em sistemas de armazenamento, profissionais de segurança e logística para cadeias de combustíveis sustentáveis, além de profissionais em digitalização e eficiência energética. Ao mesmo tempo, setores intensivos em carbono, como petróleo, gás e carvão mineral, devem enfrentar redução gradual, demandando políticas ativas de requalificação e programas de recolocação assistida, especialmente em regiões carboníferas. Diretrizes internacionais da Organização Internacional do Trabalho - OIT reforçam a importância de alinhar descarbonização com proteção social, diálogo social e qualificação profissional (OIT, 2015).

A territorialização das oportunidades é igualmente estratégica: cadeias locais de eólica no Nordeste, solar e bioenergia no Sudeste e Centro-Oeste podem reduzir desigualdades regionais e gerar empregos qualificados.

Em síntese, a transição energética brasileira é uma oportunidade histórica para conciliar descarbonização, competitividade e inclusão social. O alinhamento entre políticas setoriais, instrumentos de financiamento e estratégias de qualificação será determinante para consolidar um mercado de trabalho mais diversificado, qualificado e resiliente, capaz de sustentar um modelo energético limpo, seguro e socialmente justo.

Recursos humanos e capacitação

No contexto das estratégias para uma transição energética justa e inclusiva, o mapeamento das cadeias de valor da indústria de energias renováveis é um dos principais desafios das políticas públicas do setor energético. Esse mapeamento permite identificar lacunas de competências e necessidades de capacitação, fundamentais para a transição de carreiras e para atender à demanda por novos empregos em uma economia de baixo carbono.

Um exemplo relevante é o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que estrutura a política brasileira para o hidrogênio de baixa emissão de carbono. Entre suas cinco Câmaras Temáticas, destaca-se a de Capacitação de Recursos Humanos, coordenada pelo Ministério da Educação - MEC, voltada à formação de profissionais para diferentes rotas tecnológicas do hidrogênio. Em setembro de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) lançaram o Portal Brasileiro de Hidrogênio[159], que reúne dados estratégicos, marcos regulatórios e informações sobre capacitação. Foram mapeadas mais de 150 iniciativas de ensino e pesquisa sobre hidrogênio no Brasil, com maior concentração nas regiões Nordeste (37,1%) e Sudeste (29,9%), seguidas da região Sul (17,5%) evidenciando a regionalização da qualificação e o potencial de geração de empregos diretos e indiretos na cadeia do hidrogênio. Contudo, há ainda concentração de cursos na rota eletrolítica, devendo ser incentivadas capacitações em outras rotas também para que o país aproveite melhor seu potencial de

[158] IRENA and ILO (2024), *Renewable energy and jobs: Annual review 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, and International Labour Organization, Geneva.
[159] Home - Portal do Hidrogênio

diversidade de métodos de produção e cadeias de suprimento, em linha com os princípios de neutralidade tecnológica e baixa emissão de carbono estabelecidos no arcabouço legal.

Outro exemplo é o Pronatec EnergIFE 2025 - Programa para Desenvolvimento em Energias Renováveis e Eficiência Energética nas Instituições Federais de Educação, iniciativa do MEC, com apoio de programas do setor energético, como o Procel, para ampliar a oferta de cursos em energias renováveis e eficiência energética. O programa prevê vagas em áreas como instalação de sistemas fotovoltaicos, energia eólica, automação para eficiência energética e infraestrutura para veículos elétricos, priorizando a diversidade, a equidade de gênero (30% das vagas para mulheres) e a representatividade regional, especialmente nas regiões Norte e Nordeste.

A capacitação de recursos humanos e requalificação são centrais para garantir uma transição justa e inclusiva. Programas e incentivos devem estabelecer metas de empregabilidade que considerem a diversidade social, a busca por equidade e inclusão, assegurando participação de mulheres, público LGBTQIAPN+, jovens, idosos, população negra e indígena e pessoas com deficiência.

Impactos sociais da infraestrutura de energia

As fontes renováveis participam cada vez mais da matriz energética nacional e mundial e identificar e analisar os efeitos da infraestrutura de energia sobre as condições e modos de vida das populações afetadas é essencial para o desenvolvimento de estratégias mais adequadas e inclusivas. Numa transição energética justa, espera-se que os grupos impactados por empreendimentos do setor energético tenham seus direitos reconhecidos e respeitados, não apenas para prevenir novas injustiças, mas também para buscar reparar danos históricos e assegurar a participação ativa dessas populações nos processos decisórios.

O governo brasileiro tem promovido o diálogo com comunidades e organizações da sociedade civil no Nordeste (Mesa de Diálogo “Energia Renovável: Direitos e Impacto” criada por meio da Portaria SG/PR nº165, 08 de setembro de 2023), região que concentra a maior parte dos empreendimentos eólicos e solares do país. As Mesas de Diálogo acompanham, por exemplo, ações do Novo Programa de Aceleração do Crescimento – Novo PAC e da implementação de empreendimentos de Parques Eólicos de forma a verificar as práticas ambientais e sociais que são desenvolvidas por empresas nos territórios. Esse acompanhamento conta também com a realização de visitas em campo para escutar as comunidades sobre a instalação e operação dos parques eólicos e solares.

Outro esforço de gestão de conflitos e impactos e de aprimoramento do processo de implantação das renováveis junto às comunidades afetadas é o Grupo Técnico de Energia Eólica do MME, que promove agendas setoriais em parceria com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) e apoio da EPE.

Em 2024, o MME também realizou, com apoio da EPE, a Oficina “Papéis das instituições públicas e conformidade de empreendimentos de energia eólica no Nordeste”. O objetivo foi “promover debate técnico e institucional para aprimorar os processos institucionais de outorga, fiscalização, licenciamento ambiental e financiamento de empreendimentos de energia renovável na região Nordeste, especialmente no que se refere à conformidade desses empreendimentos perante a comunidades locais”.

Políticas públicas continuam desempenhando papel essencial para a proteção de populações impactadas por empreendimentos de geração e transmissão. A Lei nº 14.755/2023, que institui a Política Nacional de Direitos das Populações Atingidas por Barragens (PNAB) especifica os direitos das Populações Atingidas por Barragens (PAB) e prevê o Programa de Direitos das Populações Atingidas por Barragens (PDPAB), representando um avanço importante ao consolidar direitos e mecanismos de reparação dos danos sociais, ambientais e econômicos para populações afetadas por hidrelétricas por meio de “reposição, indenização, compensação

equivalente e compensação social". A Lei prevê ainda a criação de um órgão colegiado em nível nacional, de natureza consultiva e deliberativa, com a finalidade de acompanhar, fiscalizar e avaliar sua formulação e implementação.

Em 2024, foram publicadas as "Salvaguardas Socioambientais para Energia Renovável"[160], documento elaborado por pessoas e comunidades afetadas e instituições de pesquisa, que reúne mais de cem recomendações para mitigar impactos sociais, econômicos e ambientais de empreendimentos eólicos e linhas de transmissão associadas. São abordados temas como contratos de arrendamento de terra justos, proteção de territórios tradicionais, prevenção de conflitos fundiários e respeito à Convenção 169 da OIT. O setor eólico, por sua vez, publicou "Guia de Boas Práticas Socioambientais" que reforça a importância da comunicação transparente, da contratação de mão de obra e da boa-fé nos processos fundiários. Na mesma linha das Salvaguardas de 2024, foi publicado em 2025 as "Salvaguardas Socioambientais para Energia Solar Fotovoltaica Centralizada"[161], com objetivo de assegurar que esses empreendimentos sejam instalados valorizando as populações locais.

Nesse contexto, a expansão das fontes renováveis, traço marcante da transição energética brasileira, deve ser acompanhada por políticas e iniciativas que priorizem as comunidades afetadas pela infraestrutura de energia e que assegurem contrapartidas sociais, mecanismos de compensação e repartição justa dos benefícios, evitando desigualdades e promovendo desenvolvimento sustentável e inclusivo. A incorporação das salvaguardas socioambientais para os setores eólico e solar, aliada ao diálogo social, fortalece a prevenção de conflitos, promove transparência e busca a distribuição equitativa de benefícios. Essa abordagem reforça o compromisso com uma transição que não se limita à descarbonização, mas que incorpora justiça social, inclusão territorial e respeito aos direitos humanos, garantindo legitimidade, redução de riscos socioambientais e alinhamento às metas nacionais de neutralidade de carbono e aos compromissos internacionais do Brasil.

Vertente de reconhecimento

Grupos vulnerabilizados

A transição energética deve considerar que determinados grupos sociais permanecem em situação de maior vulnerabilidade e são mais diretamente afetados pela expansão do setor energético. Povos indígenas, comunidades quilombolas, ribeirinhas, pescadores artesanais, demais comunidades tradicionais e populações atingidas por grandes projetos compõem um conjunto que demanda atenção diferenciada para que a transição ocorra de forma justa e inclusiva. Apesar da existência de instrumentos legais e normativos que asseguram direitos desses grupos sociais, como a Convenção 169 da OIT (ratificada pelo Brasil em 2002 e internalizada pelo Decreto nº 5.051/2004), que garante a Consulta Livre, Prévia e Informada - CLPI a povos e comunidades tradicionais, persistem desafios relacionados à efetiva implementação dessas garantias, especialmente quanto à regulamentação dos procedimentos de consulta e efetivação de direitos territoriais garantidos constitucionalmente.

O Pacto Global da ONU no Brasil, por meio do Grupo de Trabalho em Direitos Humanos para o Setor Elétrico e Energético (GTEE), lançado em 2023, tem estimulado que as empresas adotem práticas empresariais alinhadas aos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos, com foco em saúde, igualdade de gênero, trabalho decente e redução das desigualdades.

Garantir que os benefícios da transição energética sejam amplamente distribuídos exige não apenas a identificação e caracterização desses grupos vulnerabilizados e territórios vulneráveis,

[160] Salvaguardas Socioambientais para Energia Renovável
[161] SalvaguardasSolar_Digital.pdf

mas também a implementação de medidas estruturantes, como: financiamento de tecnologias limpas e acessíveis; capacitação para autogestão energética; construção de parcerias público-privadas e comunitárias; e monitoramento contínuo e adaptação das políticas. Essas ações são fundamentais para que a transição energética contribua efetivamente para a redução das desigualdades socioeconômicas, a proteção dos direitos humanos e a sustentabilidade socioambiental.

Diversidade étnico-racial e de gênero

Uma transição energética justa e inclusiva exige integrar o planejamento energético com as agendas de diversidade étnico-racial e de gênero. Esse entendimento está exarado no aparato normativo e institucional que trata de transição energética, além de corresponder a preceitos constitucionais e princípios e diretrizes nacionais e internacionais.

Exemplos que articulam tal entendimento constam na Política Nacional de Transição Energética – PNTE e no Fórum Nacional de Transição Energética – Fonte (citado no item 11.1 Instrumentos para a Transição Energética Brasileira). O conceito de Transição Energética Justa e Inclusiva indica a necessidade da "promoção da equidade (...)" e que o Fonte deverá considerar "critérios de representatividade regional, racial, étnica e de gênero" (§ 3º) (Resolução CNPE nº 5, de 26 de agosto de 2024).

Além do aparato normativo da transição energética, a transversalidade com outras políticas públicas que tratam da diversidade étnico-cultural e da equidade de gênero, demanda a integração da política energética nacional com as demais pautas como, por exemplo, políticas de cuidado (Lei nº 5.069, de 23 de dezembro de 2024) e demais políticas de promoção social, que atuam sobre desigualdades estruturais e barreiras de acesso que afetam mulheres, grupos LGBTQIAPN+, população negra, povos indígenas, comunidades quilombolas e demais povos e comunidades tradicionais. Exemplo recente dessa transversalidade e integração de políticas públicas é a recente Resolução Conama nº 511 de 19 de dezembro de 2025, que define princípios e diretrizes para a incorporação da justiça climática e do combate ao racismo ambiental nas políticas de ações ambientais, e dá outras providências. Nela entende-se racismo ambiental como "discriminação institucionalizada envolvendo políticas, impactos ou diretrizes ambientais e climáticas que afetam ou prejudicam, por ação ou omissão, indivíduos, grupos ou comunidades de forma diferenciadas com base em raça ou cor, pessoas de ascendência africana e asiática, povos indígenas, povos e comunidades tradicionais, ciganos, refugiados, migrantes, apátridas e outros grupos raciais e etnicamente marginalizados". Dessa forma, as premissas da transição energética justa e inclusiva estão alinhadas com outras políticas públicas que dialogam com a perspectiva de desenvolvimento socioeconômico que respeite direitos sociais e ambientais.

No Brasil, destaca-se também o marco político adicional com o ODS 18 – Igualdade Étnico-racial, objetivo nacional voluntário que complementa a Agenda 2030 (sem alterar os 17 ODS globais), coordenado pela CNODS/CTODS18, com metas e indicadores em estruturação e monitoramento interministerial (MIR, MPI e parceiros). O foco do ODS18 é eliminar o racismo e a discriminação étnico-racial, ampliar a participação de povos e comunidades tradicionais em decisões e garantir acesso equitativo a direitos e serviços – agenda que se conecta diretamente com acesso à energia, empregabilidade e participação em instâncias decisórias do setor energético (BRASIL, PR, 2023)

No setor de energia, a desigualdade étnico-racial relaciona-se às condições de vida e oportunidades de pessoas negras e indígenas, que seguem enfrentando maiores índices de pobreza, barreiras de acesso a serviços energéticos em áreas remotas e periferias urbanas, assimetria no acesso ao mercado de trabalho e baixa presença em posições de liderança e governança do setor. Estudos transversais sobre grandes empresas brasileiras indicam sub-representação de pessoas negras em conselhos de administração (cerca de 6%), sinalizando a

urgência de medidas de recrutamento, retenção e promoção com recorte racial – ação que deve ser priorizada no setor de energia pela sua centralidade na transição (IBP, s/d).

Estudos recentes demonstram que, apesar de alguns avanços significativos, há desafios robustos na busca por equidade de gênero no setor energético brasileiro. Questões estruturais como participação das mulheres no mercado de trabalho do setor elétrico nacional (20% da força de trabalho, a maioria alocada em funções administrativas e de serviços gerais); desigualdade salarial (em média homens ganham 31% a mais do que as mulheres no setor solar); demanda de educação e capacitação nas áreas de Ciência, Tecnologia, Engenharia e Matemática (STEM). O setor de energia permanece um setor predominantemente masculino. Especificamente com relação a força de trabalho em energia no mundo, mulheres representam 15% enquanto a média global da economia como um todo é de 40% de participação de mulheres na força de trabalho.

Dados da América Latina e Caribe reproduzem a situação mundial: a Organização Latino Americana e Caribenha de Energia - OLACDE - reporta baixa participação feminina no setor, com 32% nas renováveis e 22% em petróleo e gás e recomenda capacitação, redes de mentoria e dados desagregados como pilares de política pública (OLACDE, 2025).

Como resposta institucional, o governo lançou o Pacto Nacional por Mais Mulheres na Energia e na Mineração, com compromissos de equidade em cargos de liderança, formação e capacitação técnica e ações voltadas à redução da pobreza energética (incluindo tecnologias limpas para cozinhar). A Portaria Conjunta nº 1, de 17/01/2025 (“Asas para o Futuro”) criou um programa multiministerial (incluindo MME) para ampliar a participação de mulheres jovens, prioritariamente negras e indígenas, em setores estratégicos como energia, por meio de qualificação, inserção laboral e políticas de cuidado. Em paralelo, o Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão do MME (Portaria nº 786/2024) institucionalizou o Comitê de Gênero, Raça e Demais Diversidades do Ministério de Minas e Energia e Vinculadas - COGEMMEV como espaço consultivo e propositivo para gênero, raça e diversidade na política energética. A convergência dessas iniciativas com a dimensão de reconhecimento da diversidade, da equidade e da inclusão no PNTE/PLANTE e o FONTE (CNPE nº 5/2024) reforça a governança para uma transição justa, inclusiva e participativa.

O aumento na força de trabalho e na liderança demanda formação técnica e superior com metas específicas, incluindo programas de requalificação baseados na transversalidade, com recorte racial e territorial, mentoria e redes profissionais, metas de alta gestão vinculadas a governança ESG e contrapartidas em apoio público. No caso da participação feminina, o projeto do MEC/GIZ “Profissionais do Futuro” estabeleceu a meta de 20% em capacitação para renováveis. Nesse contexto, Agência Internacional de Energia -IEA recomenda expandir a presença de mulheres em ocupações como eletricistas, instaladoras FV, técnicas de O&M, enquanto a OLACDE reforça a necessidade de capacitação e redes regionais para acelerar a presença feminina, especialmente em STEM e liderança, o que vem sendo realizado por algumas iniciativas, redes e empresas no Brasil (MME/GIZ, 2025).

Mais recentemente, durante as atividades da 30ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima- COP-30 - foram realizados encontros entre mulheres para pensar as políticas de combate às mudanças climáticas considerando a busca por equidade de gênero, como o Plano de Ações Integradas Mulheres e Clima[162] e o Plano de Ação de Gênero de Belém (GAP 2026- 2034).

Em síntese, a desigualdade étnico-racial e a disparidade de gênero na transição energética demandam medidas de promoção da equidade e inclusão desses grupos nas políticas públicas. Para tanto, é importante destacar a necessidade de desenvolvimento de indicadores nacionais

[162] https://www.gov.br/mulheres/pt-br/assuntos/mulheres-e-clima

de avaliação e monitoramento relevantes para a pauta de diversidade étnico-racial e de gênero no setor energético brasileiro.

Vertente processual

Participação social

Nos últimos anos, tem crescido a demanda por maior participação social no planejamento energético, acompanhada pela busca por transparência, diálogo e ampliação dos canais de acesso à informação nos estudos e atividades do setor (EPE, 2018). Essa tendência reforça a importância da participação social como elemento estruturante da transição energética justa e inclusiva, garantindo legitimidade e qualidade às decisões. O engajamento de atores sociais desde as etapas de planejamento possibilita melhor acesso à informação de qualidade, a construção de confiança entre as partes, o conhecimento antecipado sobre conflitos e a efetivação de direitos sociais.

O Fórum Nacional de Transição Energética – Fonte, citado no início desse capítulo (item 11.1 Instrumentos para a Transição Energética Brasileira) é o mecanismo de participação social atual para discussões sobre a transição energética do País. Instituído pela Resolução CNPE nº 5/2024, foi criado como espaço permanente de diálogo e participação social para apoiar a Política Nacional de Transição Energética (PNTE). Ele reúne representantes do governo, da sociedade civil e do setor produtivo em um plenário com representação tripartite, garantindo diversidade e legitimidade às discussões. Esses avanços reforçam o compromisso em promover uma transição energética justa, inclusiva e transparente. O Fonte busca ampliar a participação social, democratizar o debate sobre energia e fortalecer a governança do setor. Ao integrar diferentes atores e perspectivas, o Fórum contribui para alinhar a transição energética brasileira às metas de neutralidade de carbono e aos compromissos internacionais do país[163].

Embora existam avanços normativos e espaços formais de diálogo, a participação social no setor energético brasileiro ainda apresenta oportunidades de melhorias para uma maior efetividade. A ausência de indicadores claros sobre representatividade e impacto das contribuições da sociedade nas decisões estratégicas dificulta a avaliação dos processos participativos. Além disso, desafios como assimetria de informação, limitações de acesso digital e transparência contribuem para reduzir a capacidade de engajamento de grupos vulnerabilizados. Ainda se faz necessário investir em estratégias que ampliem a inclusão e assegurem influência nas decisões, pois promover confiança é essencial para consolidar a participação como um instrumento efetivo para uma transição energética justa e inclusiva.

11.2.2 Pobreza energética

Como dimensão da justiça distributiva, a pobreza energética configura uma forma complexa de desigualdade no acesso e nos impactos dos serviços energéticos (Bouzarovski, 2018; PDE 2034). Com base no Observatório Brasileiro de Erradicação da Pobreza Energética (OBEPE), esta seção examina as condições de pobreza energética no país a partir de quatro eixos: (i) acesso físico à energia elétrica; (ii) capacidade de pagamento das famílias; (iii) qualidade e continuidade do fornecimento; e (iv) atendimento a serviços energéticos essenciais, como o cozimento de alimentos. A análise é acompanhada de uma apreciação das políticas públicas voltadas à redução desses indicadores.

[163] https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/dte/cgate/fonte

Definição de pobreza energética

A pobreza energética se refere à situação em que "domicílios ou comunidades não têm acesso a uma cesta básica de serviços energéticos ou não têm plenamente satisfeitas suas necessidades energéticas." (Resolução CNPE, nº 5/2024).

A proposta metodológica da EPE (NT "Acesso à Cesta Básica de Serviços Energéticos Residenciais" (a ser publicada) apresenta uma definição desse acesso à cesta básica de serviços energéticos a partir de uma abordagem centrada nas capacidades humanas. Assim, a partir de uma perspectiva em que os meios para satisfazer tais necessidades sejam histórica e culturalmente construídos, entende-se que os aparelhos elétricos, energéticos e serviços de transporte permitem efetivamente desenvolver tais capacidades humanas.

Com este referencial foram propostos oito serviços energéticos como pertencentes ao núcleo da cesta básica, com outros cinco serviços necessários sob condições específicas de temperatura ou saúde (ver Tabela 11-2). A abordagem do "acesso" é aqui considerada de forma ampliada em três dimensões do acesso: acesso físico à energia elétrica; capacidade de pagamento (acesso limitado por questões financeiras) e qualidade da energia. Para os sistemas isolados, a disponibilidade de potência é uma quarta dimensão, pois limita desde atividades produtivas individuais e comunitárias até a instalação de infraestrutura industrial nas cidades. Embora os transportes também devam ser considerados dentro dessa cesta básica de serviços energéticos, essa vertente não será abordada.

Acesso à energia

Acesso físico à energia elétrica

A presença de estruturas físicas para acesso à energia elétrica é uma dimensão fundamental na promoção do atendimento às necessidades energéticas básicas da população. O monitoramento da evolução do acesso físico à energia elétrica pode ser feito através dos dados da Pesquisa Nacional por Amostra Domiciliar Contínua Anual (PNADCA), realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Dados da PNADCA mostram que em 2024 cerca de 99,8% dos brasileiros (211,5 milhões) moravam em domicílios com acesso à energia elétrica, seja através de acesso à rede de distribuição ou por fontes alternativas, como pelo atendimento por meio de geração distribuída em sistemas isolados. Em termos de acesso à energia elétrica exclusivamente pela rede geral, são 99,3% (210,3 milhões) dos moradores em domicílios atendidos.

A segregação destes dados por grandes regiões geográficas e por situação dos domicílios entre áreas urbanas e rurais permite compreender melhor onde estão os domicílios ainda carentes de acesso. Enquanto menos de 0,1% dos domicílios urbanos não tem acesso a alguma fonte de energia elétrica, nas zonas rurais este valor sobe para 0,8%. Na análise por grandes regiões, as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste apresentam percentuais de acesso em 99,9% dos domicílios, enquanto as regiões Norte e Nordeste apresentam acesso à energia elétrica de qualquer fonte em 99,4% e 99,8% dos domicílios, respectivamente.

Capacidade de pagamento

Além do acesso físico aos serviços energéticos, outra dimensão relevante no atendimento às necessidades energéticas da população é a capacidade de pagamento por estes serviços, de forma que os custos totais com energia caibam no orçamento das famílias sem que levem ao empobrecimento da população ou comprometam o atendimento a outros serviços essenciais.

A dimensão econômica do acesso é especialmente relevante num contexto de desigualdade de renda como o vivenciado pelo Brasil. Segundo o Censo Demográfico de 2022 do IBGE, mais de um terço dos trabalhadores recebia até um salário-mínimo (R$ 1.212,00 ou menos, à época) e

quase 70% recebiam até 2 salários-mínimos. Enquanto isso, no mesmo ano, cerca de 7,6% da população ocupada declarou ter renda acima de cinco salários-mínimos (R$ 6.060,00 ou mais, à época)[164]. Os dados apontam também para uma variação significativa das médias salariais entre as grandes regiões, com a região Centro-Oeste apresentando a maior média e as regiões Nordeste e Norte figurando abaixo da média nacional.

Neste cenário, distintos indicadores podem auxiliar no diagnóstico da capacidade de pagamento população pelos serviços energéticos. A Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF)[165], realizada pelo IBGE entre 2018 e 2019, traz uma visão do peso destes custos com energia no orçamento familiar brasileiro. Na data da pesquisa, cerca de 13,8% dos domicílios e 18,8% dos indivíduos (38,7 milhões em 2018) do país se encontravam abaixo da linha de pobreza após os gastos com energia, isto é, apresentavam despesa per capita excessiva com energia, representada pela diferença entre a renda e a despesa per capita com energia resultando em valores abaixo da linha de pobreza estabelecida pelo Banco Mundial[166].

Em relação aos custos com transporte, dados da mesma fonte mostram que 8,4% dos indivíduos brasileiros (17,5 milhões em 2018) apresentavam despesas excessivas com transporte privado e 9,0% apresentavam despesas excessivas com transporte público (18,7 milhões em 2018), representado pela participação destas despesas na renda maior que o dobro da mediana nacional, dentre as pessoas que possuem tais despesas.

Além disso, há o cenário no qual a análise das despesas com energia não basta para a compreensão da capacidade de pagamento, quando, em razão do peso potencial destas despesas no orçamento familiar, há uma motivação à redução do consumo de energia pelas familiar de maneira a evitar os altos custos. Nesse sentido, dados da POF de 2018 mostram que 14,4 milhões de domicílios (21,1% do total) apresentaram consumo de energia elétrica menor que metade da mediana nacional, apontando para uma demanda reprimida nas residências brasileiras.

Por fim, forma-se um cenário de inadimplência, quando há realização do consumo de energia para atendimento à demanda pelo serviço energético, mas, em razão de dificuldades financeiras, o pagamento por este consumo não é efetivado ou é feito com atraso significativo. Dados da POF de 2018 mostravam que cerca de 33% dos domicílios ou 37,6% dos indivíduos (77,3 milhões à época da pesquisa) declararam situação de inadimplência de serviços energéticos.

Estes dados permitem afirmar que a pobreza energética oculta é um dos maiores desafios em relação à pobreza energética no Brasil. Ou seja, há uma demanda reprimida significativa dentre as faixas de menor renda no setor residencial brasileiro. Entretanto, conforme se avançar na superação da carência de acesso aos serviços energéticos, há tendência de aumento dos gastos excessivos com energia nestas residências, ressaltando a relevância de políticas públicas voltadas para mitigação do impacto financeiro da energia no orçamento das famílias de baixa renda.

Qualidade do fornecimento de energia elétrica

Conforme a NT “Acesso à Cesta Básica de Serviços Energéticos Residenciais” (EPE, a ser publicada), propõe-se a inclusão da qualidade do fornecimento de energia elétrica como uma das três dimensões de “acesso” à cesta básica de serviços energéticos, integrando-a, portanto, ao conceito de pobreza energética tal qual definido na PNTE. Um serviço contínuo e seguro é necessário para o atendimento de necessidades básicas e o desenvolvimento das capacidades humanas. A falta de um fornecimento energético confiável compromete o funcionamento de equipamentos para a conservação de alimentos, o acesso à informação e oportunidades

[164] Censo 2022 | IBGE. Acessado em 10/10/2025.
[165] POF 2017-2018 | IBGE. Acessado em 10/10/2025
[166] June 2025 Update to the Poverty and Inequality Platform (PIP). Acessado em 25/08/2025.

educacionais, entre serviços incluídos na cesta básica de serviços energéticos residenciais, aprofundando assim desigualdades socioeconômicas.

Os parâmetros regulatórios devem incorporar as particularidades regionais e fomentar a equidade no atendimento, combinando incentivos à melhoria contínua com mecanismos compensatórios em caso de descumprimento dos padrões estabelecidos. No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a qualidade é avaliada sob três dimensões – serviço, produto e comercial, todas com impacto direto na experiência do consumidor. Entre estas, destacam-se os indicadores de continuidade que mensuram a frequência e duração das interrupções.

Tabela 11-1 – Indicadores de continuidade relacionados à qualidade do serviço

Sigla	Indicador	Definição
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora	Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora	Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão	Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão	Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora	Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora	Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Fonte: Aneel (2020)

A melhoria na qualidade do serviço tem sido incentivada a partir da definição de indicadores com trajetórias decrescentes[167], definidos a cada cinco anos pela ANEEL a partir de metodologia de análise comparativa de desempenho que leva em consideração atributos físicos e a comparação entre conjuntos elétricos[168] semelhantes em todo o território nacional.

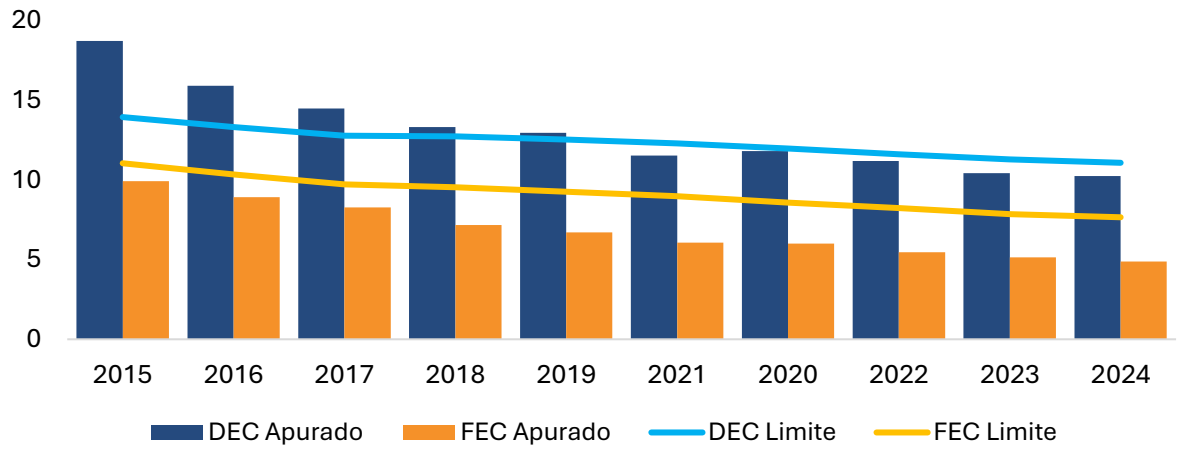
A partir dos limites de cada conjunto são derivados os limites gerais da distribuidora e, posteriormente, os individuais para cada unidade consumidora. O descumprimento desses parâmetros acarreta sanções como obrigação de elaborar Plano de Resultados, restrição à distribuição de dividendos ou até abertura de processo de caducidade da concessão. Além disso,

[167] Consulta disponível em: ANEEL | Portal Reports Abertos

[168] "A continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. Existem limites para indicadores associados a cada conjunto, que podem ser consultados a seguir. Ressalta-se que o conjunto elétrico pode ter abrangência variada. Conjuntos grandes podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto." https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default, visto em 21/08/2025.

o desempenho influencia o reajuste tarifário em função da qualidade do serviço prestado[169]. Na Figura 11-2 são apresentados os valores anuais dos últimos 10 anos, para o Brasil, no qual pode ser observada a melhoria progressiva da qualidade.

Figura 11-2 – Evolução dos indicadores de continuidade relacionados à qualidade do serviço



Fonte: Aneel (2025)

Para uma perspectiva que permite comparar as diferentes distribuidoras, merece destaque a publicação do Ranking de Continuidade, que visa comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais distribuidoras do país e aos limites estabelecidos para a sua área de concessão, por meio do indicador Desempenho Global de Continuidade.[170]

A dimensão da qualidade do produto de energia elétrica compreende as características técnicas essenciais para o adequado funcionamento dos equipamentos, particularmente o formato da onda, a aderência da frequência e os níveis de tensão. Estes parâmetros são monitorados por indicadores como DRP[171] e o DRC[172], que quantificam a amplitude e frequência dos desvios.

A regulação estabelece três classificações para os níveis de tensão: adequada, quando dentro dos parâmetros; precária, quando fora dos limites, mas sem riscos imediatos aos equipamentos; e crítica, quando apresenta níveis capazes de causar danos ou riscos à segurança. As violações aos limites estabelecidos geram compensações financeiras automáticas, cujos parâmetros e valores estão disponíveis para consulta na ANEEL[173].

Por fim, a qualidade comercial se refere ao relacionamento da distribuidora com os consumidores, em termos de cumprimento de prazos para realização de serviços, de tratamento de demandas e de atendimento, seja presencial, telefônico ou eletrônico. Os prazos comerciais dispostos na Resolução Normativa nº 1.000/2021[174] são sintetizados no Anexo IV daquela resolução, e o desempenho das distribuidoras na perspectiva comercial pode ser verificado em: ANEEL | Portal Reports Abertos.

[169] https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/qualidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica, acessado em 28/08/2025.
[170] Ver em: Ranking de Continuidade – Agência Nacional de Energia Elétrica
[171] Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária.
[172] Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica.
[173] Ver em: ANEEL | Portal Reports Abertos
[174] www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html.

Cesta básica de serviços energéticos

No âmbito domiciliar, o atendimento das demandas por serviços energéticos das famílias depende - parcial ou totalmente - da posse de equipamentos que permitam providenciar o serviço energético. Embora o foco seja a acesso a serviços energéticos, os dados disponíveis permitem captar somente a posse de equipamentos (excluindo, p.e., soluções arquitetônicas para acesso ao conforto térmico), por isso, a Tabela 11-2 apresenta a posse atual e a evolução projetada da posse no horizonte decenal dos equipamentos associados aos serviços energéticos classificados dentro da cesta básica de serviços energéticos (ref. NT "Acesso à Cesta Básica de Serviços Energéticos Residenciais", EPE, a ser publicada).

Tabela 11-2 – Serviços energéticos classificados dentro da cesta básica e posse de equipamentos associados

Serviço energético	Equipamento associado	Posse de equipamento (unidades/domicílio)	
		2024	Projeção 2035
Cozimento de alimentos	Fogão GLP	1,03	0,92
Refrigeração	Geladeira	1,04	1,07
Água quente sanitária*	Chuveiro elétrico	0,71	0,65
Climatização de ambiente*	Ventilador/Circulador de ar	1,13	1,50
	Ar-Condicionado	0,19	0,24
Telecomunicações	Computador	0,20	0,26
	Celular	1,88	2,66
	Televisão	1,12	1,46
	Modem	**	
Iluminação	Lâmpadas	6,64	6,61
Lavagem de roupa	Máquina lava-roupas	0,72	0,95
Acesso à água	Bomba d'água	**	
Tecnologias de saúde para eletrodependentes*	Concentrador O_2	**	

* Presença na cesta básica de serviços energéticos dependente da região, época do ano e condição de saúde.

** Posse destas categorias de equipamentos atualmente não quantificadas por restrição de modelagem.

Cabe destacar que distintas categorias de equipamentos possuem barreiras distintas de acesso. O menor custo de aquisição de equipamentos eletrodomésticos como ventiladores e circuladores de ar, por exemplo, possibilitam uma rápida ascensão nos índices de posse a partir de uma melhoria na disponibilidade orçamentária dos domicílios. Da mesma forma, equipamentos como máquinas de lavar demandam esforços adicionais para aquisição e manutenção adequada.

Características regionais e sociais também podem afetar as decisões domiciliares na priorização dos recursos para aquisição de equipamentos ou atendimento a serviços energéticos, não sendo o objetivo necessariamente o atingimento de um mínimo de um equipamento por domicílio a nível nacional. Em certas regiões do país, o uso de chuveiro elétrico ou alternativas como o aquecimento solar, por exemplo, podem não ser essenciais como em outras de clima mais ameno. Também a presença de computadores no domicílio é de maior relevância para famílias com estudantes, dada sua necessidade para fins didáticos.

Além dos serviços energéticos listados na Tabela 11-2, aspectos climáticos, regionais ou específicos para alguns domicílios ou famílias podem demandar equipamentos para atendimento a serviços adicionais, como aquecedores de ambientes para as regiões mais frias, e equipamentos de manutenção da vida para indivíduos eletrodependentes.

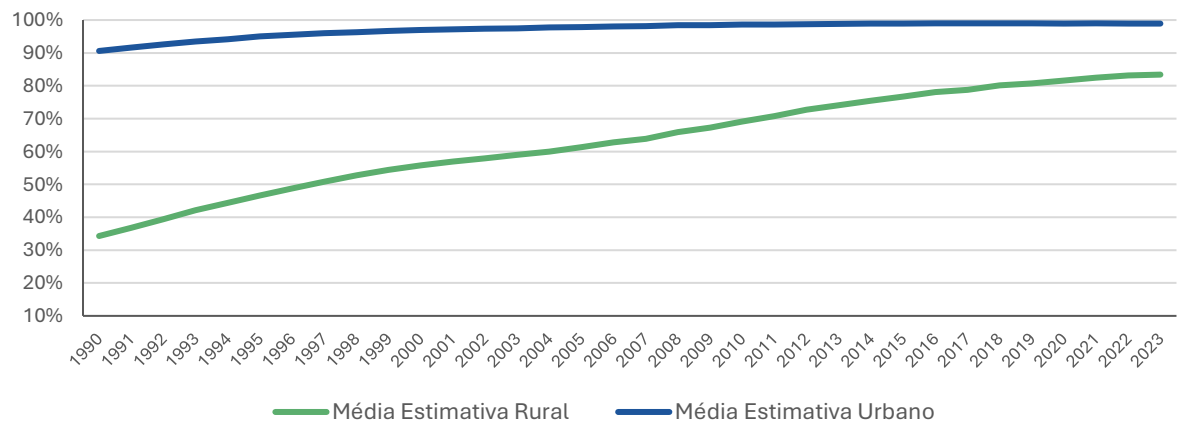
Cozimento de alimentos

Em relação ao atendimento das necessidades relacionadas ao cozimento de alimentos, para além da posse do equipamento associado ao serviço energético, a qualidade da fonte energética utilizada tem forte implicação na caracterização da pobreza energética nos domicílios.

A Organização Mundial da Saúde (OMS)[175] alerta que o uso de fontes tradicionais de energia como lenha, carvão vegetal e outros combustíveis similares no preparo das refeições apresenta grave risco à saúde na forma de doenças respiratórias, principalmente às mulheres e crianças, culturalmente as maiores responsáveis pela atividade. O uso de fogões e fornos precários, comumente associados a estas fontes, também agrava o risco de acidentes com queimaduras e incêndios. O tempo despendido para cozinhar e coletar combustíveis, com reflexos em saúde, educação e renda, também afeta particularmente as mulheres e crianças.

O relatório "*Tracking SDG7*" do ESMAP[176], faz estimativas, com base nos dados da OMS, da evolução da porcentagem da população com acesso a fontes e tecnologias limpas para cozimento no Brasil. Os dados apresentados na Figura 11-3 mostram o avanço no âmbito da promoção do cozimento limpo nas últimas décadas, atingindo patamares próximos da universalização do acesso às fontes modernas de energia nas regiões urbanas e com avanços consideráveis no meio rural.

Figura 11-3 – Evolução do acesso ao cozimento limpo nos meios urbano e rural



Fonte: ESMAP (2025)

Contudo, conforme informações apresentadas no Caderno "Carência de Acesso ao Cozimento Limpo no Brasil"[177], mesmo em face destes avanços significativos, em 2023, cerca de 11,8 milhões de domicílios (15,2% do total) reportaram fazer uso de lenha ou carvão vegetal para cozinhar. Considerando apenas as famílias de baixa-renda (aquelas com renda domiciliar per capita abaixo de ½ salário-mínimo), este percentual cresce significativamente, atingindo cerca

[175] WHO Guidelines for indoor air quality: Household fuel combustion. Acessado em 29/08/2025.
[176] ESMAP - Tracking SDG7 Chapter 2 Access to Clean Cooking. Acessado em 29/08/2025.
[177] Publicações - Diagnóstico sobre a carência de acesso ao cozimento limpo no Brasil. Acessado em 08/10/2025.

de 25,3% dos domicílios (totalizando 4,5 milhões de domicílios), apontando para vetores econômicos na opção pelo uso de fontes convencionais no cozimento.

Políticas públicas de acesso aos serviços energéticos e de combate à pobreza energética

Acesso físico à energia

O processo de universalização do acesso e uso da energia elétrica teve como um dos marcos a publicação do Decreto nº 4.873/2023, que instituiu o **Programa Luz para Todos (LpT)**. À época, o objetivo principal era levar energia elétrica ao meio rural, onde cerca de dois milhões de domicílios ainda não eram atendidos. Entre 2003 e 2023, os objetivos do programa foram ampliados e sua vigência prorrogada, de modo a alcançar um número maior de famílias. Mais recentemente, o foco passou a ser a população rural e as comunidades localizadas em regiões remotas da Amazônia Legal, com prioridade para a utilização de fontes limpas e renováveis de energia (Decreto nº 11.628/2023).

A partir de 2023 o LpT passou a incluir o critério étnico-racial entre os grupos prioritários (famílias de baixa renda, comunidades indígenas, quilombolas, assentamentos rurais, comunidades em unidades de conservação, entre outros), estabelecendo como um dos objetivos a valorização e o respeito à cultura dos povos indígenas, das comunidades quilombolas e das comunidades tradicionais, de modo a priorizar o seu atendimento.

Desde sua criação, o LpT já beneficiou 17,7 milhões de pessoas, com a ligação de 3,7 milhões de domicílios. No âmbito do Novo PAC, estão previstas, até 2028, mais 400 mil novas ligações, mais da metade delas na Amazônia Legal.

Capacidade de pagamento

A efetividade do acesso pleno aos serviços energéticos está condicionada não apenas à disponibilidade da infraestrutura, mas à viabilidade financeira de sua utilização contínua. Portanto, mecanismos de suporte tarifário para consumidores de baixa renda constituem um pilar essencial de qualquer estratégia abrangente, como, p.e., a **Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE** (Lei nº 12.212/2010; Decreto nº 7.583/2011) e o Programa Gás do Povo contribuem para que as contas de energia tenham menor impacto sobre o orçamento das famílias de baixa renda.

A TSEE, que atualmente faz parte do Programa Luz do Povo, estabelece que as famílias atendidas pelo CadÚnico com renda mensal até meio salário-mínimo per capita; as pessoas com deficiência (PCDs) ou idosos (65+) no Benefício de Prestação Continuada (BPC); as famílias indígenas e quilombolas do CadÚnico; e as famílias do CadÚnico atendidas em sistemas isolados por módulo de geração tem direito à gratuidade na tarifa se o consumo mensal for de até 80 kWh. Assim, o critério de renda orienta a iniciativa, porém o pertencimento a um dos grupos étnico-raciais (indígenas e quilombolas) e situações de saúde específicas fornecem acesso a iniciativa de modo complementar.

O **Programa Gás do Povo** (MP nº 1.313), que substitui e aprimora o Auxílio Gás dos Brasileiros (Lei nº 14.237/2021), tem como um dos objetivos ampliar o alcance da política, garantindo justiça social, saúde e dignidade a um maior número de famílias por meio da gratuidade do botijão de gás de cozinha (GLP). A iniciativa busca diminuir o impacto do preço do gás de cozinha no orçamento das famílias de baixa renda que estão inscritas no CadÚnico com renda de até meio salário-mínimo. Além disso, o programa visa proteger a saúde de mulheres e crianças, ao reduzir a exposição à poluição domiciliar e os riscos de acidentes associados a métodos de cozimento inseguros.

Por sua vez, o **Programa Energia Limpa** no Minha Casa Minha Vida - MCMV (Decreto nº 12.084/2024) objetiva tanto a redução dos gastos financeiros com serviços de energia elétrica das famílias beneficiários do MCMV quanto a ampliação do acesso à geração proveniente de

fontes renováveis, com a instalação de painéis solares fotovoltaicos em domicílios de famílias de baixa renda em escala urbana e rural. Além disso, promove o uso eficiente da energia elétrica nas unidades habitacionais. Tem-se, como público-alvo prioritário, as unidades habitacionais do MCMV com renda bruta familiar mensal até R$ 2.850,00 para o meio urbano e com renda bruta familiar anual até R$ 40 mil no meio rural. Dessa forma, o programa atua no combate à pobreza energética, ao promover o acesso aos serviços de energia de forma sustentável e acessível.

Por fim, o aumento da **eficiência energética** de equipamentos como geladeiras, aparelhos de ar-condicionado e fogões a gás, em decorrência das regulamentações apresentadas no Capítulo 9 deste PDE, deverá reduzir o consumo residencial de eletricidade e gás natural ao longo do horizonte decenal, contribuindo para uma redução nas despesas com energia.

Qualidade de energia

O **Programa Energias da Amazônia** (Decreto nº 11.648/2023) tem por objetivo reduzir o uso de óleo diesel na produção de energia nos Sistemas Isolados localizados na região da Amazônia Legal, diminuindo a emissão de gases de efeito estufa, através da substituição do processo de geração de energia por fontes renováveis. Tendo em vista que a energia elétrica nos Sistemas Isolados é fornecida por gerações locais e não possuem conexão no SIN (vide Box 11.1), o programa visa garantir a qualidade e a segurança do suprimento de energia elétrica para essa população.

Box 11.1 Sistemas isolados e regiões remotas

Os sistemas isolados (SISOL) são localidades que, por razões técnicas, econômicas e/ou ambientais não estão conectadas eletricamente ao Sistema Interligado Nacional – SIN. O planejamento do SISOL é um trabalho desenvolvido pelas distribuidoras de energia, com análise técnica da EPE e publicação anual. No ciclo 2024, foram identificados 175 sistemas isolados na região Norte (a exceção é o arquipélago de Fernando de Noronha) onde mais de 15% serão atendidas por Programas de universalização de acesso à energia do Governo Federal, como o Programa Luz para Todos – PLPT e o Programa Mais Luz para a Amazônia - MLA.

O Plano do ONS, o PEN SISOL 2025, indica que 30 localidades isoladas não possuem atendimento de energia contínuo, ou seja, localidades com fornecimento de energia por algumas horas no dia (período entre 4 e 18 horas), onde a maioria tem até 10 horas de energia por dia. Portanto, nesses casos, o serviço de energia elétrica pode ser avaliado como precário uma vez que pode limitar a utilização de equipamentos definidos na cesta básica de serviços energéticos, como refrigerador para conservação de alimentos.

Além dos isolados, existem também localidades em regiões remotas - pequenos grupamentos de consumidores situados em sistema isolado, afastados das sedes municipais, e caracterizados pela ausência de economias de escala ou de densidade. Os Programas PLPT e MLA levam energia a essas regiões através de sistemas autônomos de geração de energia a partir de fontes renováveis – atualmente, são os sistemas SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente) e MIGDI (Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica). A disponibilidade energética mensal (kWh/UC) desses sistemas é muitas vezes limitada, já que refrigeradores (mesmo os mais eficientes) consomem boa parte da energia disponível, restando pouco para os demais usos, por exemplo. Nas últimas décadas a ANEEL vem atualizando os instrumentos legais e regulatórios que abarcam os SIGFIS e os MIGDIs, especialmente com a publicação da Resolução Normativa nº 1.000/2021, aumentando a disponibilidade mensal mínima de fornecimento desses sistemas e ampliando as faixas de potência disponível, dentre outras alterações. Apesar disso, entende-se que a disponibilidade de energia mínima fornecida pelos SIGFIs e MIGDIs pode não atender

Box 11.1 Sistemas isolados e regiões remotas

à necessidade e à realidade das unidades consumidoras (UC) e das comunidades, limitando o uso da energia e as atividades produtivas locais.

Para garantir o acesso adequado à cesta básica de serviços energéticos seria importante maiores investimentos no suprimento de energia, além de maior foco no monitoramento dos projetos implantados. Além disso, seria necessário adaptar a regulação existente para dimensionar os projetos às necessidades da cesta básica de serviços energéticos. Sob o aspecto tecnológico, a implantação de microrredes inteligentes é uma das alternativas para uma melhor gestão dos recursos energéticos e do atendimento aos consumidores dessas localidades, apesar de custos de implantação mais elevados.

Por fim, cabe ressaltar a importância de avançar em programas para redução de perdas e de eficiência energética em Sistemas Isolados e Regiões Remotas, possibilitando um melhor uso da eletricidade nestes sistemas, suportados pela Conta de Consumo de Combustíveis que, após a sanção da Lei nº 15.269/25 passa a ser limitado, a partir de 2027, e o excedente passa a ser cobrado via encargo de complemento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Para tanto, um possível caminho é induzir níveis de perdas e de eficiência energética distintos para esses sistemas e os demais usuários conectados ao Sistema Interligado Nacional, via concessionária local de distribuição de energia elétrica.

Acesso aos serviços energéticos

Importa destacar, ainda que de forma não exaustiva, outras políticas públicas que, embora não estejam diretamente vinculadas à política energética, contribuem para ampliar ou melhorar o acesso da população aos serviços energéticos.

Com relação ao serviço de cozimento de alimentos, o **Programa Cozinha Solidária** (Lei nº 14.628/2023 e Decreto nº 11.937/2024), em execução pelo Ministério do Desenvolvimento e Assistência Social, Família e Combate à Fome (MDS), tem como objetivo fornecer alimentação gratuita e de qualidade às pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica e insegurança alimentar. As unidades do Programa são implementadas em parceria entre o poder público e entidades da sociedade civil, tendo como uma das diretrizes apoiar cozinhas solidárias existentes na gestão e no atendimento da comunidade local para que atendam às necessidades alimentares de seus beneficiários e das comunidades nas quais atuam. Situadas em territórios estratégicos, as cozinhas centralizam parte do preparo das refeições, contribuindo para a redução do uso doméstico de gás, lenha ou eletricidade, aliviando parcialmente os custos energéticos das famílias e promovendo práticas de cozimento limpo e coletivo.

Para aumentar o acesso ao serviço de lavagem de roupas – aliado a atividades formativas e culturais – foi lançada em 2025, no âmbito do Plano Nacional de Cuidados, a iniciativa de **lavanderias públicas**. O objetivo é substituir o tempo utilizado para lavar roupas à mão para outras atividades, o que envolve dignidade, autonomia e oportunidade de participação plena das mulheres (na maioria dos casos) na sociedade. O espaço para compartilhamento da lavagem de roupas é gratuito e oferecem também oficinas e formação profissional[178].

Para a melhoria do acesso ao serviço de telecomunicação, importantes para a educação, a informação e a participação social, destacam-se programas como o **Brasil Antenado** (Portaria MCom nº 17.337/2025), que instala gratuitamente kits de parabólica digital para famílias de baixa renda inscritas no CadÚnico. O **Wi-Fi Brasil** (GESAC) (Portaria MC nº 256/2002) promove inclusão

[178] Lavanderias públicas reduzem a sobrecarga e ampliam autonomia das mulheres – Ministério das Mulheres (acesso em 27/11/2025).

digital em comunidades vulneráveis por meio de pontos de conexão gratuitos, em locais públicos ou em instituições como escolas e assentamentos rurais. Já o **Internet Brasil** (Lei nº.14.351/2022) disponibiliza chips com pacote de 20 GB mensais a alunos da rede pública cujas famílias estejam no CadÚnico. O **Internet para Todos** amplia a conectividade em áreas remotas, como escolas, hospitais e aldeias indígenas, via banda larga do Satélite Geoestacionário (SGDC), em parceria com municípios. Por fim, a **Estratégia Nacional de Escolas Conectadas** (Enec) (Decreto nº 11.713/2023) busca garantir internet adequada a todas as escolas públicas da educação básica, assegurando seu uso pedagógico.

11.3 Perspectivas de novas tecnologias

11.3.1 Rotas de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS/CCUS/BECCS)

A presença, em diversas regiões do País, de formações geológicas favoráveis ao armazenamento permanente e seguro de CO_2; a expertise consolidada em gestão de reservatórios; a diversificada base industrial; e a existência de uma matriz energética altamente renovável - capaz de sustentar o consumo energético necessário à operação de unidades de captura, compressão e injeção – configuram um conjunto de vantagens competitivas que posicionam o Brasil de forma privilegiada para a implantação de múltiplas rotas de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS/CCUS/BECCS).

Cada uma dessas rotas desempenha papel estratégico no cumprimento das metas brasileiras no âmbito das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs). Considerando que o setor de mudanças de uso da terra é historicamente responsável por parcela expressiva das emissões nacionais, com metas desafiadoras de forma integral no curto e médio prazo, há uma grande expectativa de que os setores energético e industrial ampliem sua contribuição líquida à descarbonização conforme reconhecido no próprio Plano Setorial Energia do Plano Clima (MME, 2025).

Nesse contexto, a rota de BECCS (em inglês, *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* - BECCS), ao conjugar biomassa com armazenamento geológico, caracteriza uma possibilidade de sequestro de CO_2 ao transferi-lo da atmosfera para os reservatórios geológicos, tendo a fotossíntese como intermediária. Por isso, é tomada como um vetor prioritário para gerar emissões líquidas negativas no setor de energia, compensando principalmente emissões de segmentos como o de aviação, marítimo e outros de difícil abatimento, vitais para sustentar a trajetória rumo à neutralidade climática. Desta forma, a introdução dessa rota em território nacional, compõe o conjunto de alternativas que serão determinantes até 2035, sendo o aumento de sua presença e capacidade no País uma tendência aguardada em horizontes mais longínquos (2050), conforme consta dentre as diversas iniciativas do Plano Clima (MMA, 2025), que demandam ações estruturantes específicas (ENR.E.09 [179]) e compartilhadas com outras soluções (ENR.E.10 [180]e ENR.E.13 [181]) a fim de que se tornem realidade. Maiores detalhamentos sobre especificidades das operações de BECCS e a disponibilidade de carbono biogênico no Brasil podem ser encontrados no capítulo 8 deste PDE.

Já as tecnologias de CCS e CCUS também são destacadas no mesmo Plano Setorial Energia (MMA, 2025), como soluções essenciais para mitigar emissões inevitáveis de setores industriais e energéticos de alta emissão, relevantes para o desenvolvimento socioeconômico nacional. As

[179] ENR.E.09 – Desenvolver a produção de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS)
[180] ENR.E.10 – Fortalecer a produção de biomassa para uso energético;
[181] ENR.E.13 – Promover a infraestrutura para transporte e armazenamento de gás carbônico

soluções de CCS e CCUS estão atreladas a uma ação estruturante específica para o longo prazo (ENR.E.08 [182]), impactada diretamente por outras ações, como a ENR.E.13.

O recente avanço normativo, obtido com a promulgação da Lei nº 14.993/2024 (Lei Combustível do Futuro), representou um marco importante para a consolidação jurídica da captura e armazenamento geológico de CO_2 no País. Essa legislação trouxe definições centrais aguardadas pelo mercado relacionadas à tipificação dos projetos de CCS/CCUS, estabelecendo diretrizes para a autorização de atividades e reconhecendo a relevância desses sistemas na estratégia de descarbonização nacional. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - designada como órgão regulador do segmento pela referida lei – considerando as particularidades que diferenciam o armazenamento de CO_2 de outras atividades já reguladas - optou por uma abordagem gradual, iniciando o processo regulatório com base em projetos-piloto, a fim de que possa aprender com os primeiros empreendimentos e construir uma regulação aderente à realidade brasileira.

O arcabouço legal apresenta oportunidades de aprimoramentos que podem impulsionar o desenvolvimento do mercado, tais como: a definição de dispositivos claros sobre a titularidade e responsabilidade de longo prazo pelo CO_2 injetado; o estabelecimento de mecanismos de monitoramento, rastreamento e certificação do carbono armazenado; e a integração das diferentes rotas com o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) – um dos eixos essenciais para a viabilidade econômica das rotas de CCS. O Brasil pode e deve incorporar as lições advindas da experiência internacional, particularmente dos marcos regulatórios da Noruega, Reino Unido e Estados Unidos, que apontam para a importância de políticas públicas estáveis, incentivos fiscais e mecanismos de partilha de riscos e transferência de obrigações, capazes de garantir a segurança de projetos por escalas de tempo inéditas e desafiadoras.

Com relação aos investimentos, embora a implantação de projetos comerciais de captura e armazenamento de carbono ainda demandem, em todo o mundo, elevado capital inicial (em que projetos custam, apenas para a instalação da planta, ou seja, em seu CAPEX, milhões a bilhões de dólares), observa-se um crescimento promissor no apoio à inovação tecnológica (ver Tabela 11-3). No Brasil, dados da plataforma Inova-e[183] indicam que, em 2023, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento nas áreas de separação, captura, transporte e armazenamento de CO_2 foram quase oito vezes superiores aos verificados em 2022. Isto sinaliza uma crescente mobilização de atores industriais e institucionais no tema. Para ampliar esse interesse e consolidar uma trajetória de maturação tecnológica até 2035, será fundamental: criar instrumentos de financiamento específicos para projetos de CCS/CCUS/BECCS (e outras possíveis rotas); fomentar parcerias público-privadas com foco em criação de *hubs* regionais de captura e armazenamento; assegurar a capacidade de fornecimento local de equipamentos, mão de obra qualificada, infraestrutura de transporte e serviços especializados, resultados quantificáveis e mensuráveis no curto e médio prazo, promovendo um mercado acessível, seguro e competitivo; e priorizar a integração da agenda de inovação com os planos setoriais de mitigação de emissões.

[182] ENR.E.08 – Desenvolver a Captura, Transporte, Uso e Armazenamento de Carbono
[183] dashboard.epe.gov.br/apps/inova-e/index.html

Tabela 11-3 – Custos de projetos de diferentes rotas de CCS/CCUS/BECCS/DACCS ao redor do mundo[184]

NOME INSTALAÇÃO	PAÍS	ANO OPERAÇÃO	SETORES ENVOLVIDOS	CAPACIDADE DE CAPTURA (Mtpa CO_2)	TIPO DE ARMAZENAMENTO	STATUS	HUB DO QUAL FAZ PARTE	CUSTO ORIGINAL (US$ MM)	ANO INFORMAÇÃO	FONTE
Sleipner CCS project	Noruega	1996	Gás Natural / GNL	1	Reservatório Salino	Operacional		92	1996	(IEEFA, 2023)
Equinor Snohvit	Noruega	2008	Gás Natural / GNL	0,7	Reservatório Salino	Operacional		191	2008	(IEEFA, 2023)
Climeworks Orca	Islândia	2021	Captura Direta do Ar (DAC)	0,004	Carbonatação Mineral	Operacional		15	2021	(DATACENTER DYNAMICS, 2025)
Shell Quest	Canadá	2015	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	1,1	Reservatório Salino	Operacional		790	2015	(IEAGHG, 2019)
ADM Illinois Industrial	Estados Unidos	2017	Bioenergia / Etanol (BECCS)	0,5	Reservatório Salino	Operacional	Expansão do sítio da ADM Decatur	207	2017	(UNITED STATES, 2025)
Chevron Gorgon	Austrália	2019	Gás Natural / GNL	1,6	Reservatório Salino	Operacional		3.100	2016	(IEEFA, 2022)
Entropy Glacier Gas Plant Phase 1	Canadá	2022	Gás Natural / GNL	0,32	Reservatório Salino	Operacional		31	2022	(ENTROPY INC., 2022)
Red Trail Energy (Gevo) Richardton Ethanol	Estados Unidos	2022	Bioenergia / Etanol (BECCS)	0,18	Reservatório Salino	Operacional		30	2022	(UNIVERSITY OF EDINBURGH, 2025)
CNOOC Enping	China	2023	Gás Natural / GNL	0,3	Reservatório Salino	Operacional		36	2023	(BEIJING REVIEW, 2023)
AgEnergy Blue Flint Ethanol	Estados Unidos	2023	Bioenergia / Etanol (BECCS)	0,2	Reservatório Salino	Operacional		205	2024	(Velev, 2024)
Huaneng Longdong Energy Base	China	2024	Geração de Energia e Calor	1,5	Em Avaliação	Em Construção		111	2025	(IEA, 2025)

[184] Listagem elaborada a partir da composição de informações entre as últimas versões públicas das bases de dados do Global CCS Institute (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2024) e IEA (abr/2025) até a conclusão deste capítulo. Esclarece-se que foram listados apenas os projetos, em operação ou em construção, em que foi possível rastrear as informações de custos. Por isso, parte dos projetos operacionais (50 segundo o relatório da primeira base, 62 para a segunda) e em construção (44 no relato do Global CCS Institute e 56 no da IEA) não é elencada na tabela.

NOME INSTALAÇÃO	PAÍS	ANO OPERAÇÃO	SETORES ENVOLVIDOS	CAPACIDADE DE CAPTURA (Mtpa CO_2)	TIPO DE ARMAZENAMENTO	STATUS	HUB DO QUAL FAZ PARTE	CUSTO ORIGINAL (US$ MM)	ANO INFORMAÇÃO	FONTE
Santos Moomba CCS	Austrália	2024	Gás Natural / GNL	1,7	Campo de Petróleo e Gás depletado	Operacional	Hub Moomba CCS	220	2024	(SANTOS, 2025)
CF Industries Donaldsonville	Estados Unidos	2025	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	2	Sem menção	Em Construção	ExxonMobil Ascension Parish	200	2025	(AINVEST, 2025)
Heidelberg Materials Brevik Cement Plant	Noruega	2025	Cimento e Concreto	0,4	Reservatório Salino	Em Construção	Northern Lights	14	2023	(GLOBAL CEMENT, 2025)
Northern Lights Transport and Storage	Noruega	2025	Transporte / Armazenamento de CO_2	Não anunciado (transporte e armazenamento)	Reservatório Salino	Em Construção	Northern Lights	731	2025	(NORTHERN LIGHTS, 2025)
OCI Iowa Fertiliser Company Plant Phase 1	Estados Unidos	2025	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	0,45	Sem menção	Em Construção	Heartland Greenway	60	2022	(OCI, 2025)
Petronas Kasawari	Malásia	2025	Gás Natural / GNL	3,3	Campo de Petróleo e Gás depletado	Em Construção		1.100	2025	(THE EDGE MALAYSIA, 2025)
ADNOC Habshan	Emirados Árabes Unidos	2026	Gás Natural / GNL	1,5	Em Avaliação	Em Construção		615	2025	(GULF CONSTRUCTION, 2025)
Air Products Louisiana Clean Energy Complex	Estados Unidos	2026	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	0,958	Reservatório Salino	Em Construção	Porthos	4.500	2021	(OPPORTUNITY LOUISIANA, 2025)
Entropy Glacier Gas Plant Phase 2	Canadá	2026	Geração de Energia e Calor	0,16	Em Avaliação	Em Construção		127	2025	(ENTROPY INC., 2025)
Linde Beaumont hydrogen plant	Estados Unidos	2026	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	2,2	Sem menção	Em Construção	Parte do projeto Rose carbon capture and storage (Texas, EUA)	1.800	2025	(LINDE, 2023)

NOME INSTALAÇÃO	PAÍS	ANO OPERAÇÃO	SETORES ENVOLVIDOS	CAPACIDADE DE CAPTURA (Mtpa CO_2)	TIPO DE ARMAZENAMENTO	STATUS	HUB DO QUAL FAZ PARTE	CUSTO ORIGINAL (US$ MM)	ANO INFORMAÇÃO	FONTE
Porthos CO_2 Transport and Storage	Países Baixos	2026	Transporte / Armazenamento de CO_2	Não anunciado (transporte e armazenamento)	Campo de Petróleo e Gás depletado	Em Construção	Porthos	1.300	2024	(DUTCH NEWS, 2024)
STRATOS (1PointFive Direct Air Capture)	Estados Unidos	2026	Captura Direta do Ar (DAC)	0,5	Reservatório Salino	Em Construção		1.300	2023	(FREETHINK, 2025)
Summit Mid-West Express Trunk Pipeline	Estados Unidos	2026	Transporte / Armazenamento de CO_2	Não anunciado (transporte e armazenamento)	Reservatório Salino	Em Construção		8.900	2024	(NORTH DAKOTA MONITOR, 2024)
Yara Sluiskil	Países Baixos	2026	Hidrogênio / Amônia / Fertilizantes	0,8	Reservatório Salino	Em Construção	Northern Lights	227	2024	(GLOBAL FLOW CONTROL, 2025)
Hafslund Oslo Celsio	Noruega	2029	Bioenergia / Waste-to-Energy	0,35	Reservatório Salino	Em Construção		967	2025	(HAFSLUND, 2025)
FS Complexo de Lucas do Rio Verde	Brasil	2030	Bioenergia / Etanol (BECCS)	0,423	Reservatório Salino	Em Construção		75	2024	(FS, GREEN AGROFLORESTAL, 2024)
PTTEP Arthit	Tailândia	Em avaliação	Gás Natural / GNL	1	Reservatório Salino	Em Construção		300	2022	(BANGKOK POST, 2025)

Nota: Mtpa CO_2 = Milhões de toneladas de CO_2 por ano; US$ MM = Milhões de dólares americanos.

É importante citar que a experiência brasileira com captura e armazenamento geológico de CO_2 é, há tempos, empregada pelo setor de O&G, tendo a Petrobras operado, desde a primeira década dos anos 2000, projeto de recuperação avançada de óleo (EOR) com injeção de CO_2 nos reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos, ação essa reconhecida, internacionalmente, como o maior programa de captura de carbono em operação do mundo. Essa expertise posiciona o Brasil de forma privilegiada para atuar como protagonista na difusão da tecnologia. É imperativo, contudo, expandir a adoção da captura e armazenamento de carbono para além da indústria de petróleo e incluir outros setores emissores intensivos, tais como siderurgia, cimento, indústria química primária, mineração e geração de energia, permitindo ao CCS/CCUS, e adicionalmente BECCS, contribuir de forma abrangente para a trajetória de descarbonização nacional.

A diversidade de sítios geológicos minimamente favoráveis para armazenamento permanente, em ambiente *onshore* e *offshore*, que permitem atender a uma variedade de agentes emissores, tornam o Brasil um dos casos mais vantajosos para o desenvolvimento de múltiplas rotas de captura e armazenamento de carbono no mundo, em distintas situações. O diagnóstico de áreas de interesse já publicado pela EPE (EPE, 2024) destaca que, em todas as cinco regiões macroeconômicas brasileiras há, ao menos, uma área de elevada relevância, reunindo condições favoráveis não só para a captura, pois conta com a presença de grandes emissores de CO_2, mas também para a movimentação do gás (sendo a presença de infraestruturas pré-existentes um facilitador de adaptações para o reaproveitamento, compartilhamento ou construção de novos módulos) e, finalmente, para a injeção em reservatórios profundos de variados tipos de sítios (com destaque para campos depletados, reservatórios salinos e rochas ígneas aptas à mineralização).

Há, entretanto, perspectivas diferenciadas em cada uma das macrorregiões brasileiras. Na região Sudeste, a presença de reservatórios altamente conhecidos em virtude do desempenho da indústria de hidrocarbonetos (*onshore* e nas porções *offshore* na plataforma continental) e a variedade de modos de transporte são atrativos para indústrias variadas, que vão das produtoras de etanol de cana e de biometano aos segmentos de aço, cimento e E&P de óleo e gás, além de refino.

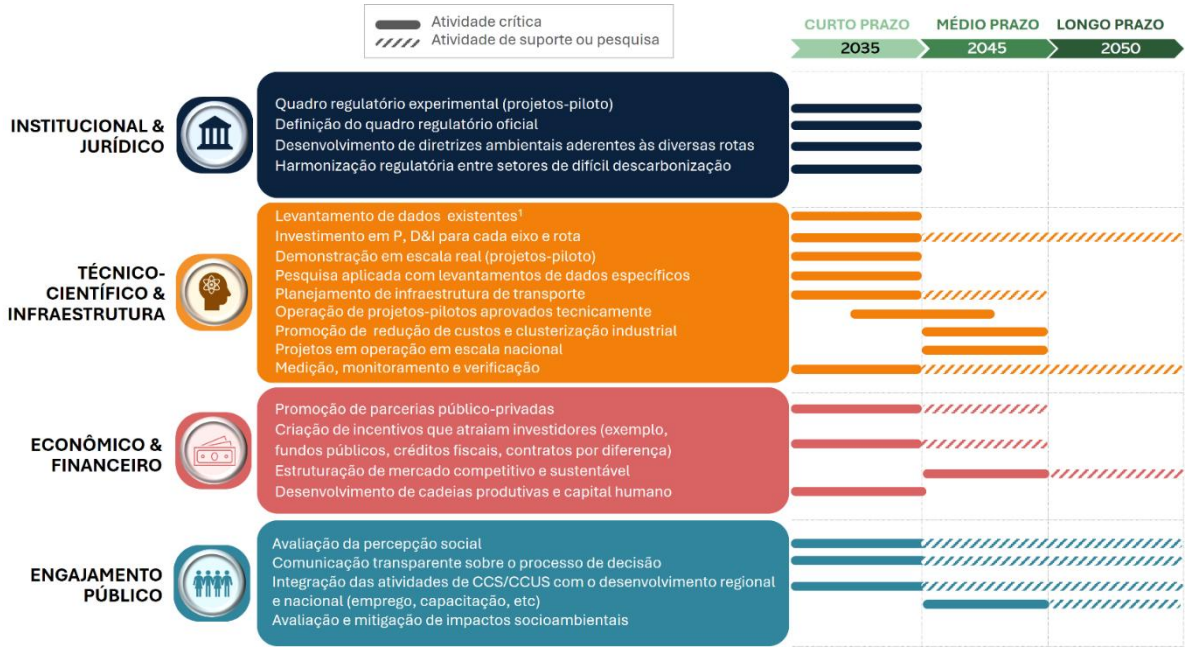
Na região Nordeste, as áreas de maior relevância aparecem próximas ao litoral e na porção centro-norte da Bacia do Parnaíba, onde reservatórios altamente explorados pelo setor de gás natural já são bem conhecidos e estão localizados próximos a infraestruturas existentes e potenciais que podem atender aos interesses de representantes dos setores cimenteiro, químico, de refino e de geração de energia movida a combustíveis fósseis. Por sua vez, na região Sul, embora a relevância de áreas ainda seja, majoritariamente, baixa à média, há pontos de interesse próximos ao limite com o estado de São Paulo, onde os reservatórios da Bacia do Paraná, com especial destaque para os basaltos que podem ser mineralizados, ocorrem perto da robusta infraestrutura formada por dutos e rodovias que estão na zona de influência de representantes dos setores de cimento, química, refino, UTEs movidas a carvão e da indústria de papel e celulose.

Nas regiões Centro-Oeste e Norte, embora haja uma maior extensão de áreas com ainda baixa relevância, em que pese, para tal, as condições atuais de menor conhecimento dos potenciais sítios de armazenamento e menor variedade de infraestrutura de movimentação, porções de alta e média relevância são identificadas próximas às plantações de milho, onde a produção de etanol proveniente deste insumo possibilita o BECCS, no centro-oeste, e aos campos de gás natural, usinas termelétricas e unidades de pelotização e extração de bauxita, no norte.

Por fim, é importante ressaltar que, como o tempo médio de desenvolvimento e implantação de grandes unidades de CCS/CCUS/BECCS é de cerca de 10 anos, desde a concepção inicial até a entrada em operação, as decisões de investimento e planejamento devem ser tomadas no curto prazo, sob pena de inviabilizar a contribuição significativa dessas tecnologias para o

cumprimento da meta climática de 2035 firmada pelo Brasil. É importante salientar que uma série de medidas de médio e longo prazo devem estar também incorporadas às políticas que visem impulsionar tais alternativas no País (Figura 11-4). Uma vez superados os entraves técnicos, jurídicos e regulatórios, de infraestrutura, de logística, de licenciamento e financeiros, estima-se que o Brasil possa registrar, já na segunda metade do decênio, um crescimento substancial na presença de instalações de CCS/CCUS/BECCS integradas a cadeias produtivas estratégicas nacionais.

Figura 11-4 – *Roadmap* de ações necessárias para a escalabilidade das alternativas de CCS/CCUS/BECCS, no Brasil, a fim de que contribuam, efetivamente, para o cumprimento da NDC nacional



Notas: [1] Inclui o reconhecimento de potenciais sítios de armazenamento, métodos de captura já aplicados, infraestruturas para movimentação do CO_2, aplicações existentes do CO_2 ou possíveis usos.

Fontes: As escalas de prazo para ocorrência de cada item foram estimadas com base em *roadmaps* de países como Canadá (NATURAL RESOURCES CANADA, 2025), Dinamarca (INNO-CCUS, 2023), países da União Europeia (CCUS SET-PLAN, 021), Japão (CARBON MANAGEMENT DIVISION, 2025) e Malásia (MINISTRY OF ECONOMY, 2023).

11.3.2 Alternativa de fonte de energia limpa e de transição conectada ao setor de óleo e gás – energia geotérmica

A transição energética global exige fontes limpas, contínuas e resilientes, capazes de sustentar a descarbonização sem comprometer a segurança energética. Nesse contexto, a energia geotérmica desponta como uma alternativa estratégica, especialmente por sua complementaridade às fontes intermitentes como solar e eólica, e por sua sinergia com a capacidade técnica e conhecimento existente no setor de petróleo e gás natural (O&G).

Em países como Islândia, Quênia e Estados Unidos, a geotermia já é uma realidade consolidada, com aplicações tanto em geração elétrica quanto em usos diretos. No Brasil, embora ainda incipiente, o potencial geotérmico é promissor, especialmente em províncias como Tocantins e Borborema, onde fluxos de calor superiores a 70 mW/m^2 e a presença de granitos radiogênicos (HHPG) criam condições ideais para o desenvolvimento de Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS). Esses sistemas, alinhados ao Plano Nacional de Energia 2050 e aos Objetivos de

Desenvolvimento Sustentável (ODS 7 e 13), podem contribuir significativamente para a segurança energética e a mitigação das emissões de carbono.

A integração da geotermia com o setor de O&G é uma oportunidade estratégica. Técnicas já dominadas pela indústria, como perfuração profunda (3–5 km), fraturamento hidráulico e modelagem geológica avançada, podem ser adaptadas para viabilizar projetos geotérmicos, reduzindo custos e acelerando a curva de aprendizado. A utilização de bancos de dados abertos como SIAGAS e LabGeot/ON, combinados com modelos preditivos como o *Play Fairway Analysis* (GPFA), já demonstrou eficácia na identificação de áreas prioritárias, como no Texas, onde os custos exploratórios foram reduzidos em até 50%.

A viabilização da energia geotérmica no Brasil enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e econômicas. A escassez de dados geológicos em profundidade, especialmente acima de 500 m, limita a prospecção precisa dos recursos. Investimentos robustos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) são essenciais para mapear sistematicamente o potencial geotérmico nacional e reduzir as incertezas técnicas.

Do ponto de vista regulatório, a ausência de um marco legal específico para a geotermia representa um entrave à atração de investimentos. É necessário estabelecer regras claras, incentivos fiscais e mecanismos de financiamento que mitiguem os riscos associados aos altos custos iniciais de exploração. A criação de linhas de crédito específicas para projetos geotérmicos, dentro do escopo das energias renováveis, é fundamental para aumentar a competitividade do setor. Nesse contexto, a aprovação da criação do Programa Nacional de Energia Geotérmica (Progeo) pelo CNPE em 1º de outubro de 2025 [185] representa um avanço institucional relevante, com potencial para orientar políticas públicas, fomentar a pesquisa e atrair investimentos para o setor. Como objetivos específicos, o Progeo propõem coordenar a elaboração dos marcos legais e infralegais necessários à regulamentação da exploração e aproveitamento da energia geotérmica no Brasil; acompanhar e fomentar projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação - PD&I voltados à avaliação técnica, econômica e ambiental dessa fonte energética; permitir, em bases econômicas e sustentáveis, a exploração e o desenvolvimento da energia geotérmica no País; identificar sinergias com infraestruturas existentes e promover a articulação com políticas públicas voltadas à transição energética, à diversificação da matriz e à sustentabilidade ambiental; e permitir, em bases econômicas, o desenvolvimento e a expansão da cadeia de fornecimento de bens e serviços nacionais para a exploração e desenvolvimento da energia geotérmica no País.

Além disso, a aceitação social e ambiental dos projetos deve ser considerada. Campanhas de conscientização e envolvimento das comunidades locais são essenciais para garantir apoio aos empreendimentos. Estudos de impacto ambiental e a adoção de tecnologias de mitigação também são necessários para assegurar a sustentabilidade dos projetos.

A energia geotérmica não compete com fontes como solar e eólica, mas as complementa. Sua estabilidade operacional permite que funcione como uma “bateria natural”, armazenando excedentes e estabilizando o fornecimento de energia elétrica. Tecnologias como os sistemas de ciclo fechado (*Advanced Geothermal Systems*) e os EGS têm demonstrado resultados promissores, com custos competitivos frente às fontes térmicas fósseis, considerando as experiências internacionais.

De todo modo, a expertise do setor de O&G, diante da transição energética, permanece como um ator relevante no alavancamento de fontes limpas e de iniciativas descarbonização, quando contribui com técnicas usuais da indústria, que podem ser aperfeiçoadas para a implementação e o desenvolvimento de outras fontes, que demandam a exploração e produção do subsolo. Sua *expertise* técnica, capacidade de financiamento e infraestrutura instalada podem ser

[185] https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/resolucao-13.pdf

alavancadas para acelerar o desenvolvimento da geotermia no Brasil. Assim, a indústria de O&G pode atuar como uma ponte entre o presente e um futuro energético mais limpo, diversificado e resiliente.

11.4 Minerais estratégicos para a transição energética

A transição energética em curso, marcada pelo esforço global de descarbonização da economia, demanda a crescente adoção de tecnologias energéticas de baixa emissão de carbono, como a geração solar e eólica, bem como sistemas de armazenamento por baterias. Essas tecnologias, contudo, são significativamente mais intensivas no uso de determinados minerais, considerados estratégicos para viabilizar essa transformação. Nesse cenário, a estimativa de demanda futura por esses insumos torna-se fundamental, uma vez que eventuais restrições de oferta podem representar um potencial entrave ao avanço da transição energética.

11.4.1 Panorama global

Minerais estratégicos – panorama internacional

Os minerais críticos são fundamentais para a sociedade moderna na construção de economias digitais e estão no centro das discussões geopolíticas sobre a transição energética global. Para garantir a transição energética e prevenir riscos de escassez, os governos vêm fortalecendo seus arcabouços regulatórios, desenvolvendo estratégias e alianças para proteção das cadeias de materiais críticos e a promoção de soluções de longo prazo.

Uma ilustração deste fato é o lançamento do *Critical Minerals Action Plan*, lançado pelo G7 em meados de 2025, no qual se destaca a segurança econômica e o compromisso de um trabalho coordenado junto a parceiros para antecipar faltas de minerais críticos, coordenar respostas a interrupções de mercado intencionais, diversificar fontes e, quando possível, internalizar atividades de mineração, processamento, fabricação e reciclagem[186].

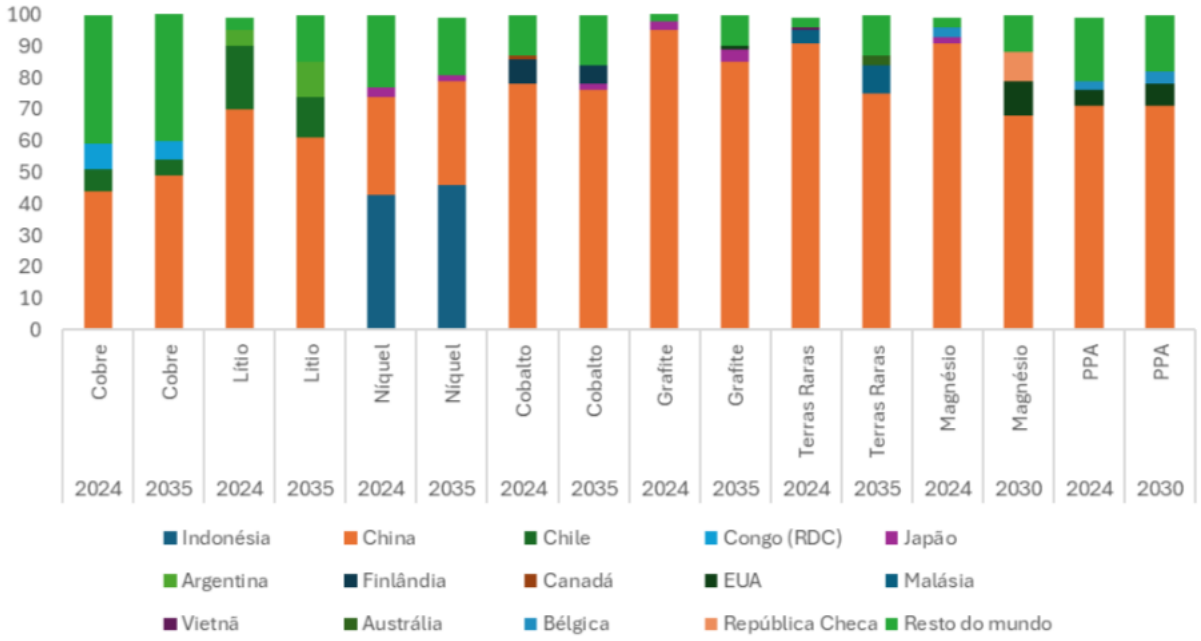
O balanço entre a oferta e a demanda global

A demanda de minerais críticos continua a crescer em todos os cenários da Agência Internacional de Energia (AIE), puxados pelo rápido crescimento das tecnologias de energia. No Cenário de Políticas Declaradas (STEPS), a demanda por lítio cresce cinco vezes até 2040, enquanto a demanda por grafite e níquel dobra. A demanda por cobalto e elementos de terras raras também cresce fortemente, aumentando de 50 a 60% até 2040, enquanto a do cobre deve crescer 30% no mesmo período. Atender a essa demanda exigirá investimentos significativos em mineração e refinarias, estimados em US$ 500 bilhões no STEPS e US$ 600 bilhões no APS até 2040 (*Minerals Outlook* – 2025, IEA).

Com base nos projetos atuais, a oferta de alguns minerais essenciais para energia deve atender à demanda prevista no cenário STEPS até 2035. Contudo, cobre e lítio são exceções importantes, com oferta de mineração abaixo da demanda projetada, resultando em déficits de 30% para cobre e 40% para lítio. Segundo a AIE, o déficit de cobre é preocupante devido à queda na qualidade do minério, aumento dos custos e menor descoberta de novos recursos, dificultando o aumento da oferta. Já para o lítio, o mercado estará bem abastecido no curto prazo, mas a demanda crescente deve gerar déficit na próxima década.

[186] G7/G20 Documents Database - G7/G20 Documents Database

Figura 11-5 – Distribuição geográfica de produção de material refinado para minerais chave em caso base



Notas: PPA = ácido fosfórico purificado grau bateria; RDC = República Democrática do Congo. Os dados de grafite são baseados no grafite grau bateria, incluindo grafite esférico e grafite sintético. Os dados de terras-raras referem-se apenas aos elementos de terras-raras usados em ímãs. A figura representa o valor dos três maiores países produtores em um determinado ano.

Fonte: **Global Critical Minerals Outlook 2025**. AIE (2025).

Globalmente, a alta concentração do mercado traz tensões entre as grandes potências tendo em vista os riscos de rupturas no abastecimento. Vale destacar, que não há expectativa de redução da concentração geográfica da mineração para a maioria dos minerais até 2035. Os três maiores produtores dominarão o fornecimento de cobre, níquel e cobalto, com destaque para o aumento da participação da Indonésia em níquel e cobalto. O refino do lítio, grafite e das terras raras permanece concentrado, especialmente na China, que deverá fornecer mais de 60% do lítio e cobalto refinados e cerca de 80% do grafite e terras raras para baterias.

Reciclagem de minerais no contexto global

A concentração da produção e do refino de minerais no mundo, combinada com as crescentes tensões geopolíticas, tem impulsionado o fortalecimento das atividades e regulamentações relacionadas à reciclagem nesse setor em vários países do mundo.

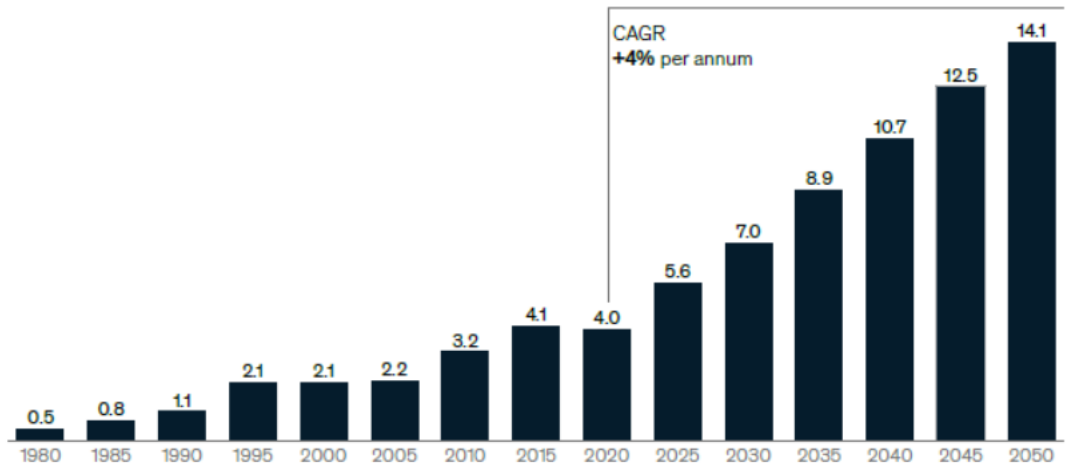
Empresas na Ásia, Europa e América do Norte estão investindo na expansão da fundição de cobre reciclado, estabelecendo relações diretas para garantir o acesso à sucata desse mineral. Para assegurar um fornecimento constante, especialmente para baterias de veículos elétricos, têm sido firmados contratos de longo prazo e acordos de ciclo fechado.

Além disso, a criação de ecossistemas circulares tem ampliado a coleta e recuperação de sucata, promovendo maior transparência e rastreabilidade na cadeia produtiva. Essas iniciativas contribuem para a redução do desperdício, garantem acesso privilegiado a materiais reciclados e ajudam a mitigar possíveis déficits futuros.

Em especial, em relação ao cobre, espera-se que o uso de sucata pós-consumo cresça cerca de 4% ao ano até 2050. O volume dessa sucata tem aumentado de forma constante nas últimas quatro décadas e deve continuar crescendo em torno de 4% ao ano entre 2020 e 2050. Além

disso, a sucata pós-consumo deve representar cerca de 25% do fornecimento total de cobre até 2035.

Figura 11-6 – Oferta de sucata de cobre pós-consumo até 2050, milhões de toneladas (Mt)



Fonte: *McKinsey MineSpans - Chasing the lost copper: Global scrap and its role in decarbonization* (Mckinsey, Jun 2025).

Estimativas da *Energy Transitions Commission* indicam que, até 2050, a reciclagem poderá suprir parcelas crescentes da demanda por diversos materiais utilizados na transição energética, como cobre, alumínio, aço, níquel, cobalto e lítio. Em cenários com políticas públicas adequadas, avanços tecnológicos e melhorias em logística e infraestrutura de coleta e processamento, a participação de materiais reciclados pode alcançar níveis elevados, chegando a aproximadamente 60%, 70% e 80% para lítio, grafite e cobalto, respectivamente. Para materiais como níquel, cobre e neodímio (terras raras), o potencial de suprimento via reciclagem é estimado em patamares superiores a 40%. Embora a expansão da mineração primária permaneça indispensável para atender ao crescimento inicial da infraestrutura necessária à transição energética, especialmente nas próximas décadas, o avanço da reciclagem tende a reduzir progressivamente a pressão sobre a abertura de novas minas no longo prazo, atuando como importante amortecedor de riscos de suprimento (*Energy Transitions Commission*, 2023).

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE, 2025), a reciclagem em larga escala pode diminuir a necessidade de novas minas em até 30% até 2040. Com o aumento da disponibilidade de materiais reciclados, essa redução pode alcançar 35% para cobre e cobalto, mais de 20% para lítio e 15% para níquel até 2050. Em cenários que cumprem metas climáticas, essa queda pode chegar a 40%. Além dos benefícios financeiros, destaca-se que a reciclagem reduz impactos ambientais e sociais, com emissões de gases de efeito estufa cerca de 80% menores em comparação à mineração tradicional (*Minerals Outlook* – 2025, IEA).

11.4.2 Minerais estratégicos para a transição energética brasileira

O Brasil apresenta particularidades relevantes no contexto da transição energética, como uma matriz elétrica já majoritariamente renovável, a existência de um Sistema Interligado Nacional (SIN) de grande escala e a presença de biocombustíveis como alternativa à eletrificação direta em parte do setor de transportes. Esses fatores conferem ao país vantagens relativas em comparação ao cenário internacional no que se refere à intensidade e ao ritmo da demanda por minerais associados à transição energética. Ainda assim, como será discutido ao longo desta seção, os minerais críticos permanecem um tema relevante, tanto em termos de diversificação quanto de quantidade de materiais necessários para viabilizar a expansão e a transformação do sistema energético brasileiro.

Conforme destacado no Guia do Investidor em Minerais Estratégicos para a Transição Energética (MME, 2025), o Brasil ocupa uma posição singular em função de sua diversidade geológica, da dimensão de suas reservas minerais e de sua atuação consolidada como produtor de diversos insumos relevantes para o setor energético. Conforme destacado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o país reúne condições favoráveis para ampliar sua participação nas cadeias de suprimento de minerais críticos, com oportunidades associadas não apenas à produção mineral, mas também ao desenvolvimento de elos de beneficiamento e transformação.

Com base na expansão projetada da geração elétrica no horizonte decenal, foi estimado o impacto dessa expansão sobre a demanda por minerais críticos associados à produção de equipamentos e estruturas necessárias à capacidade instalada. A Figura 11-7 apresenta a composição do uso de minerais críticos na matriz elétrica brasileira em 2025 e 2035.

Os resultados indicam que o uso total de minerais críticos para a geração de energia elétrica aumenta de aproximadamente 1.000 kt em 2025 para cerca de 1.600 kt em 2035, representando um crescimento próximo a 60% no período. Esse aumento ocorre em um contexto em que a capacidade instalada total cresce de 249 GW para 358 GW, correspondendo a uma expansão de 43%, evidenciando que a expansão da matriz elétrica se dá de forma mais intensiva em minerais do que em capacidade instalada.

A principal força motriz desse aumento é a expansão das fontes eólica e solar, tanto na geração centralizada quanto distribuída. A geração eólica apresenta elevada intensidade no uso de cobre e zinco, associados aos sistemas elétricos e às estruturas metálicas dos aerogeradores. Já a geração solar fotovoltaica se destaca pela elevada demanda por silício, que apresenta crescimento de aproximadamente 78% no horizonte analisado, configurando-se como o mineral com maior taxa de crescimento individual no período, em função da ampliação da capacidade fotovoltaica.

O cobre assume papel transversal na matriz elétrica, sendo amplamente utilizado em praticamente todas as tecnologias de geração – renováveis e convencionais – além de sistemas elétricos auxiliares. No horizonte decenal, o consumo de cobre associado à geração elétrica cresce cerca de 52%, refletindo tanto a expansão da capacidade instalada quanto o aumento da complexidade elétrica do sistema.

As terras raras, utilizadas principalmente em ímãs permanentes de aerogeradores, também apresentam crescimento proporcional relevante, da ordem de 42% no período, ainda que seu volume absoluto permaneça reduzido quando comparado a outros minerais. Esse comportamento reforça a importância estratégica desses materiais, dada sua elevada relevância tecnológica e a concentração internacional da oferta.

Box 11.2 O que são terras raras: da química à geopolítica

O que são terras raras?

Os elementos de terras raras (ETRs) formam um grupo de 17 elementos químicos: os 15 lantanídeos, além do escândio (Sc) e do ítrio (Y). Os lantanídeos estão no sexto período da tabela periódica, desde o elemento de número atômico 57 (o lantânio, que inspira o nome de grupo), até o de número atômico 71 (lutécio). Em muitas tabelas periódicas, os lantanídeos são representados na primeira linha abaixo da tabela central, que representa os elementos que possuem elétrons nos orbitais 4f (à exceção do lantânio). Com os raios atômicos similares e estado mais importantes de oxidação +3, os ETRs são encontrados como produtos secundários em depósitos de outros bens minerais brasileiros, de acordo com o SGB.

Box 11.2 O que são terras raras: da química à geopolítica

Por que esses elementos são chamados de terras raras?

Em um primeiro momento, cientistas isolaram esses elementos na forma de óxidos, e por isso, receberam o nome de terras. Além disso, eles eram inicialmente poucos conhecidos e de difícil separação de outros minerais, o que conferiu o termo raro. Hoje se sabe que os ETRs não são raros na crosta do planeta. O Brasil apresenta a segunda maior reserva de ETR no mundo, com aproximadamente 21 milhões de toneladas, que representam 23% das reservas mundiais.

Por que terras raras são importantes hoje para o setor energético?

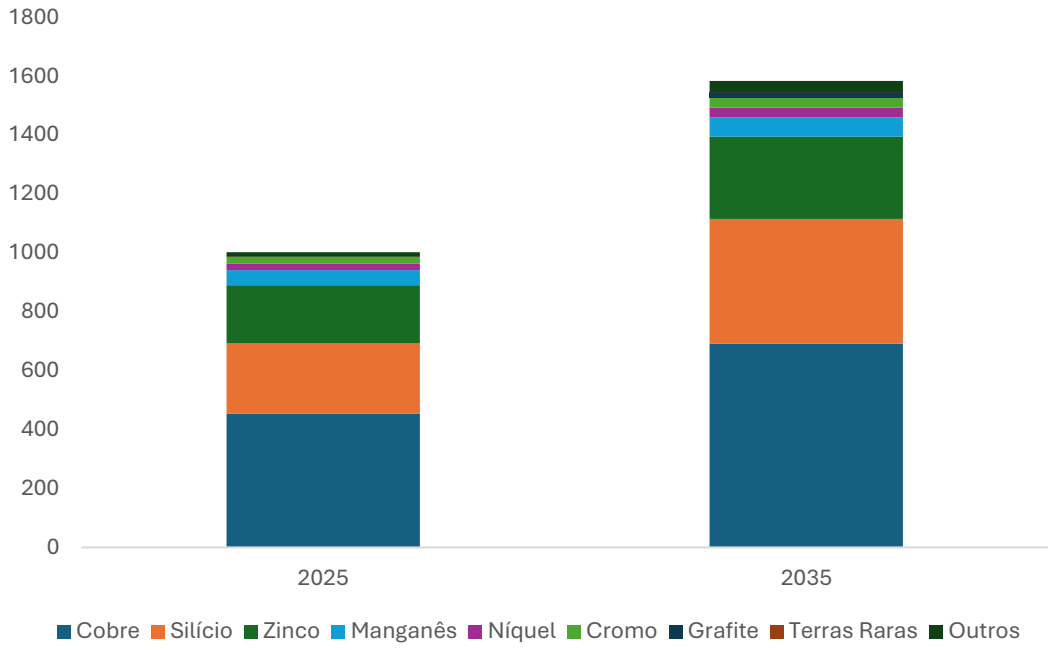
Com esta configuração química, as terras raras são utilizadas em aplicações indispensáveis ao uso de tecnologia e transição energética atual. Como exemplos, o disprósio e o neodímio são utilizados na fabricação de ímãs permanentes, que são utilizados em turbinas eólicas e motores de veículos elétricos. A perspectiva do aumento do uso dessas tecnologias nos próximos anos coloca em evidência a busca de terras raras por diferentes países.

A geopolítica das terras raras é ainda mais complexa do que sua química. Atualmente, observa-se elevada concentração das etapas de processamento e refino na China, o que amplia a dependência internacional dessas cadeias e reforça preocupações relacionadas à segurança de suprimento.

Nesse contexto, o Brasil se destaca pela relevância de suas reservas de terras raras, incluindo ocorrências em argilas iônicas, que apresentam características favoráveis à extração, como menor complexidade mineralógica e potencial redução de impactos ambientais. Essas particularidades conferem ao país uma posição potencialmente estratégica no debate global sobre diversificação das cadeias de suprimento de terras raras. Apesar do elevado potencial geológico, a participação brasileira na produção global de terras raras e, sobretudo, nas etapas de beneficiamento, separação e refino ainda é limitada. Grande parte dos projetos permanece em fase de pesquisa ou desenvolvimento, o que evidencia o desafio de transformar dotação mineral em capacidade produtiva e tecnológica. Nesse contexto, o avanço em etapas de maior valor agregado pode ampliar a inserção estratégica do Brasil nas cadeias globais da transição energética.

Adicionalmente, a incorporação crescente de sistemas de armazenamento centralizado na matriz elétrica introduz uma mudança estrutural no perfil da demanda mineral, com a inclusão de materiais como grafite e lítio, que não figuravam de forma relevante na geração elétrica tradicional. Cabe destacar que esses minerais não são inéditos no contexto da transição energética, uma vez que já aparecem de forma significativa nas projeções de mobilidade elétrica, conforme discutido já no ciclo anterior, no PDE 2034. No entanto, sua associação à expansão da geração elétrica e ao armazenamento estacionário amplia o escopo de uso desses minerais no setor energético, reforçando a interdependência entre os segmentos de geração, armazenamento e transporte elétrico ao longo da transição energética.

Figura 11-7 – Composição mineral da capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil (kt)



Fonte: Elaboração EPE.

Além da expansão da capacidade instalada de geração, a infraestrutura de transmissão constitui outro elemento estrutural da transição energética com elevada demanda por materiais. Para interligar as regiões de geração ao SIN, projeta-se uma expansão de aproximadamente 29 mil quilômetros de linhas de transmissão no horizonte decenal, distribuída entre diferentes níveis de tensão.

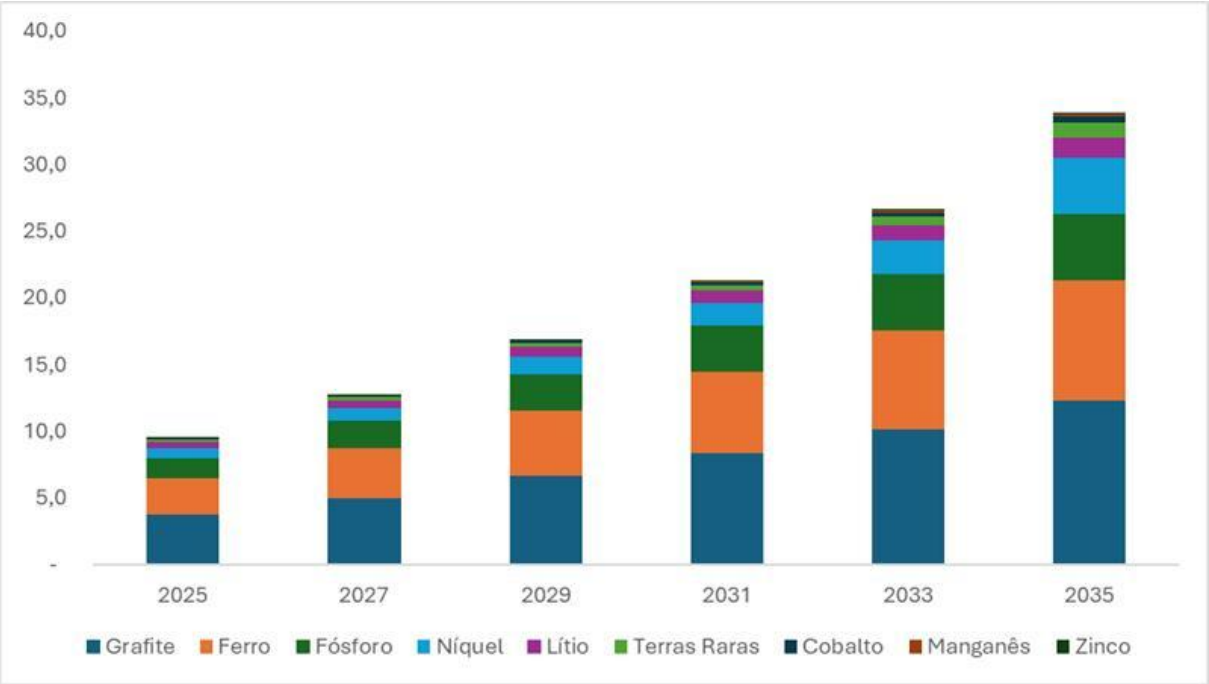
A partir dessa expansão física da rede, estima-se um consumo adicional da ordem de 1 milhão de toneladas de aço e alumínio, utilizado principalmente nas estruturas das torres, e cerca de 600 mil toneladas de aço e 400 mil toneladas de alumínio, associado aos cabos de transmissão. Diferentemente da geração elétrica, caracterizada por maior intensidade tecnológica no uso de minerais, a transmissão se destaca por uma demanda volumétrica elevada de materiais. Esses resultados evidenciam o papel estratégico de minerais clássicos, como o alumínio e o ferro – principal matéria-prima do aço – como insumos fundamentais para a viabilização da transição energética.

A eletrificação da frota veicular constitui um vetor adicional de intensificação da demanda por minerais estratégicos no horizonte do PDE 2035. Com base nas projeções de licenciamento de veículos eletrificados e na caracterização das tecnologias de baterias atualmente predominantes, estima-se que a demanda total por minerais associados à fabricação de baterias cresça de cerca de 9,5 mil toneladas em 2025 para aproximadamente 33,9 mil toneladas em 2035.

A demanda mineral associada à mobilidade elétrica concentra-se majoritariamente em baterias veiculares, com destaque para a grafita, utilizada de forma transversal como material de anodo e que responde pelo maior volume demandado ao longo do período. As terras raras, embora menos relevantes em termos volumétricos, também apresentam crescimento expressivo, associadas principalmente às baterias do tipo NiMH, alcançando aproximadamente 4,8 mil toneladas acumuladas no horizonte analisado.

Observa-se ainda que a intensidade da demanda por esses minerais varia conforme o tipo de veículo e a tecnologia de bateria adotada, sendo mais elevada nos segmentos de ônibus urbanos e veículos de carga, em função das maiores capacidades energéticas requeridas. Esses resultados indicam que a mobilidade elétrica amplia o perfil da demanda mineral da transição energética, reforçando a interdependência entre o setor de transportes, a eletrificação e as cadeias globais de minerais estratégicos.

Figura 11-8 – Composição mineral associada às baterias veiculares no Brasil entre 2025 e 2035 por ano (kt)



Fonte: Elaboração EPE.

Capítulo 12.

Consolidação dos Resultados

Pontos principais

- O consumo final energético é determinante para a evolução da Oferta Interna de Energia e, ao final de 2035, atinge 341,5 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), uma taxa média de crescimento de 1,9 % a.a.
- As energias renováveis têm crescimento médio de 2,2% a.a. na Oferta Interna de Energia, com destaque para as "Outras Renováveis", que apresentam um crescimento médio de 4,5% a.a. 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, variando entre 50 e 51%, com destaque para produtos da cana, hidráulica, e outras não renováveis, como solar e eólica.
- 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 86,0% em 2035.
- As estimativas de investimentos previstos para o horizonte decenal são de R$ 3,5 trilhões, sendo 80% na indústria de petróleo e gás natural.

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 411,9 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 1.122,1 TWh em 2035.

O Consumo Final de Energia é determinante para a evolução da Oferta Interna e se apresenta, ao final de 2035, em cerca de 359,6 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 1,8 % a.a. (Tabela 12-1).

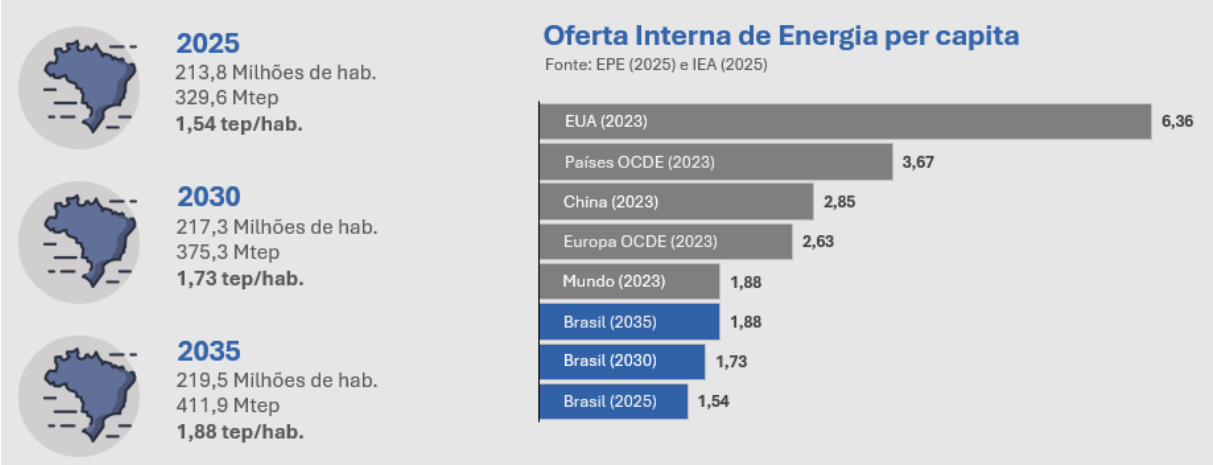
Tabela 12-1 – Indicadores: economia e energia

Discriminação		2025	2030	2035	Variação média anual		
					2025 a 2030	2030 a 2035	2025 a 2035
População Residente	(10^6 hab.)	213,8	217,3	219,5	0,3%	0,2%	0,3%
PIB	Número-Índice (2025 = 100)	100	113	131	2,6%	3,0%	2,8%
	per capita (10^3 R$/hab.)	22,0	24,6	28,1	2,2%	2,7%	2,5%
Oferta interna de energia	(10^6 tep)	329,6	375,3	411,9	2,6%	1,9%	2,3%
	por PIB (tep/10^3 R$)	0,070	0,070	0,067	0,1%	-1,1%	-0,5%
	per capita (tep/hab.)	1,54	1,73	1,88	2,3%	1,7%	2,0%
Geração de Energia Elétrica	(TWh)	810,6	962,9	1.122,1	3,5%	3,1%	3,3%
	por PIB (kWh/10^3 R$)	172,3	180,4	181,7	0,9%	0,1%	0,5%
	per capita (kWh/hab.)	3.791	4.432	5.112	3,2%	2,9%	3,0%
Consumo final de energia	(10^6 tep)	300,9	332,6	359,6	2,0%	1,6%	1,8%
	por PIB (tep/10^3 R$)	0,064	0,062	0,058	-0,5%	-1,4%	-0,9%
	per capita (tep/hab.)	1,41	1,53	1,64	1,7%	1,4%	1,5%

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 1,54 tep/hab. (2025) para 1,88 tep/hab. (2035), valor este equivalente à média mundial em 2023. (Figura 12-1).

Figura 12-1 – Oferta Interna de Energia per capita



Fonte: Elaboração EPE, com base em IEA (2025).

Em relação à Oferta Interna de Energia (Tabela 12-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,2%, destacando-se o crescimento médio de 4,5% a.a. na oferta de "Outras renováveis". Em 2035, a participação de renováveis na matriz energética brasileira será de 51%, mesmo patamar de 2025. Em relação as energias não-renováveis, destaca-se o crescimento na oferta de gás natural, que corresponderá a 13% de participação em 2035, e a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 33% em 2025 para 29% em 2035. (Figura 12-3)

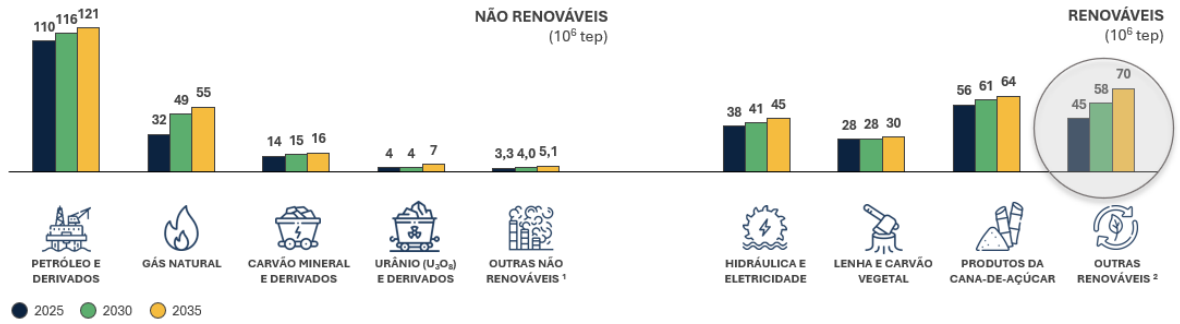
Tabela 12-2 – Evolução da Oferta Interna de Energia no horizonte decenal

	2025		2030		2035		2025-2035
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% a.a.)
Energia Não Renovável	**162.037**	**49**	**187.544**	**50**	**203.487**	**49**	**2,3**
Petróleo e Derivados	109.887	33	116.351	31	120.886	29	1,0
Gás Natural	31.588	10	48.561	13	54.779	13	5,7
Carvão Mineral e Derivados	13.547	4	14.930	4	15.997	4	1,7
Urânio (U_3O_8) e Derivados	3.734	1	3.711	1	6.769	2	6,1
Outras Não renováveis [1]	3.282	1	3.991	1	5.056	1	4,4
Energia Renovável	**167.524**	**51**	**187.775**	**50**	**208.416**	**51**	**2,2**
Hidráulica e Eletricidade	38.390	12	41.110	11	44.796	11	1,6
Lenha e Carvão Vegetal	27.528	8	27.944	7	29.600	7	0,7
Derivados da Cana-de-Açúcar	56.500	17	60.656	16	63.696	15	1,2
Outras Renováveis [2]	45.107	14	58.065	15	70.324	17	4,5
Total	**329.561**	**100**	**375.319**	**100**	**411.903**	**100**	**2,3**

Notas: (1) Outras Não Renováveis: gás de alto forno a coque de carvão mineral, gás de aciaria, gás de enxofre e outros. (2) Outras Renováveis: energia eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biodiesel, licor preto, gás industrial de carvão vegetal, biogás, biomassa (inclui milho para produção de etanol) e óleos vegetais

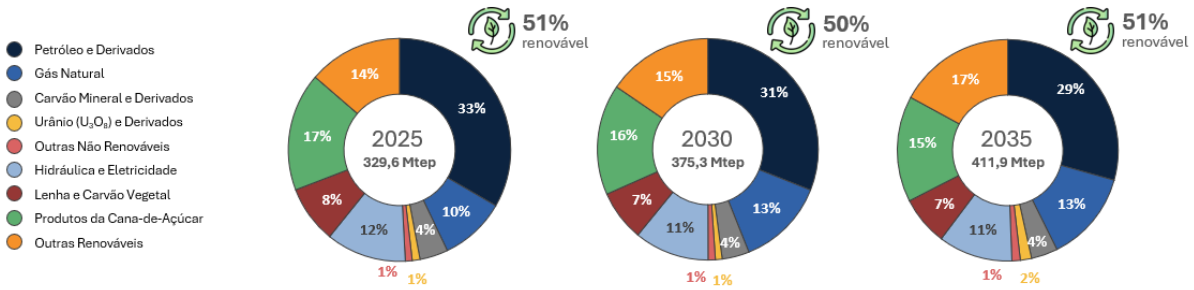
Fonte: Elaboração EPE

Figura 12-2 – Oferta interna de energia por fonte no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

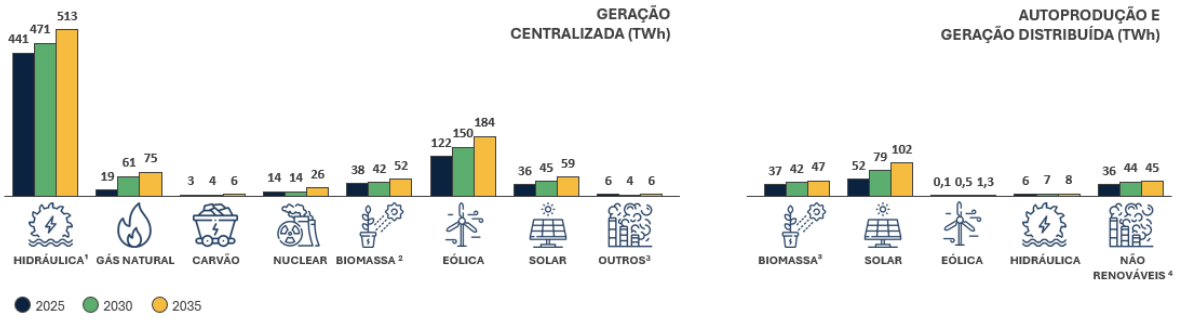
Figura 12-3 – Matriz energética brasileira



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 86,0% 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 12-4.

Figura 12-4 – Geração total de eletricidade por fonte no horizonte decenal



Fonte: Elaboração EPE

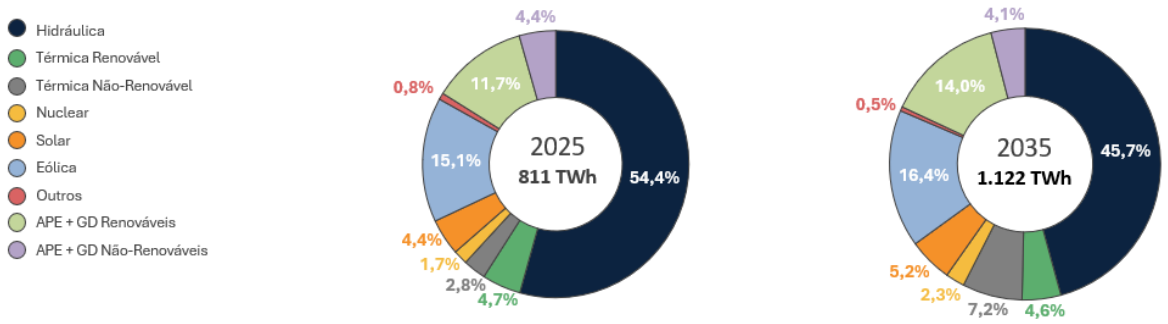
Tabela 12-3 – Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2025		2030		2035	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica[1]	440,5	54,4	471,3	48,9	513,4	45,8
Gás Natural	19,3	2,4	60,6	6,3	74,5	6,6
Carvão	3,2	0,4	4,0	0,4	5,7	0,5
Nuclear	14,1	1,7	14,0	1,5	25,6	2,3
Biomassa [2]	38,2	4,7	42,2	4,4	51,9	4,6
Eólica	122,4	15,1	150,0	15,6	184,1	16,4
Solar (centralizada)	35,8	4,4	44,7	4,6	58,7	5,2
Outros[3]	6,5	0,8	3,6	0,4	5,5	0,5
Subtotal (atendimento à Carga)	**680,0**	**83,9**	**790,4**	**82,1**	**919,4**	**81,9**
Autoprodução & Geração Distribuída	**2025**		**2030**		**2035**	
	TWh	**%**	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**
Biomassa (biogás, bagaço de cana, licor preto e lenha)	36,6	4,5	42,0	4,4	46,6	4,2
Solar	52,2	6,5	79,0	8,2	101,7	9,0
Eólica	0,1	0,0	0,5	0,0	1,3	0,1
Hidráulica	5,8	0,7	6,8	0,7	7,7	0,7
Não renováveis [4]	35,9	4,4	44,2	4,6	45,5	4,1
Subtotal (autoprodução. & GD)	**130,6**	**16,1**	**172,5**	**17,9**	**202,8**	**18,1**
Total	**810,6**	**100**	**962,9**	**100**	**1.122,1**	**100**

Notas: (1) Inclui parcela importada de Itaipu. (2) Inclui biodiesel. (3) Inclui Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gás de Processo, Sistemas Isolados, RSU. (4) Inclui gás natural, carvão e derivados, derivados de petróleo, gás de alto forno coque carvão, gás de aciaria e gás de enxofre e outros.

Fonte: Elaboração EPE

Figura 12-5 – Evolução da geração de energia elétrica



Fonte: Elaboração EPE

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 gás natural e solar fotovoltaica. A geração distribuída, majoritariamente solar fotovoltaica, aumenta em 38 GW, quase dobrando sua capacidade em dez anos. A indicação de geração centralizada não renovável aumenta em 25 GW, incluindo 8 MW de termelétricas a gás natural com inflexibilidade operativa de pelo menos 70%, conforme Lei 14.182/2021, vigente no momento da elaboração do estudo. Assim, a capacidade instalada de geração elétrica brasileira continua acima de 80%, passando de 88% para 81% em 2035 (Tabela 12-4).

Tabela 12-4 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2025	2030	2035	2025	2030	2035
		GW			%	
CENTRALIZADA	**202**	**234**	**274**	**79%**	**76%**	**75%**
RENOVÁVEIS	182	198	219	71%	64%	60%
NÃO RENOVÁVEIS	20	33	45	8%	11%	12%
ARMAZENAMENTO	0,0	1,6	6,6	0%	1%	2%
RESPOSTA DA DEMANDA	0,0	1,5	3,2	0%	0%	1%
AUTOPRODUÇÃO	**13**	**14**	**15**	**5%**	**5%**	**4%**
RENOVÁVEIS	2	2	2	1%	1%	0,5%
NÃO RENOVÁVEIS	11	12	13	4%	4%	3,5%
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	**40**	**60**	**78**	**16%**	**19%**	**21%**
RENOVÁVEIS	40	60	78	16%	19%	21%
TOTAL DISPONÍVEL	**255**	**308**	**367**	**100%**	**100%**	**100%**
RENOVÁVEIS	224	260	299	88%	84%	81%
NÃO RENOVÁVEIS	31	45	58	12%	15%	16%
ARMAZENAMENTO	0,0	1,6	6,6	0%	1%	2%
RESPOSTA DA DEMANDA	0,0	1,5	3,2	0%	0%	1%

Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Fonte: Elaboração EPE

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 51% em 2035. As fontes renováveis não hídricas ampliam a sua contribuição nesse processo e passam a responder por 40% 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		2025	2030	2035
Energia elétrica[1]	Participação de eólica, solar e biomassa	35%	37%	**40%**
	Participação da hidroeletricidade	54%	49%	**46%**
Matriz energética	Participação total de fontes renováveis	51%	50%	**51%**
	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	39%	39%	**40%**
	Participação de bioenergia da cana-de-açúcar e do biodiesel	20%	19%	**19%**

Nota: Inclui Geração Distribuída (GD) e Autoprodução.

Fonte: Elaboração EPE

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 3,2%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 0,9% 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	2025	2030	2035	2025-2030	2030-2035	2025-2035
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	**131.291**	**137.636**	**143.062**	**0,9**	**0,8**	**0,9**
Consumo Final	125.170	131.219	136.194	0,9	0,7	0,8
Transformação(1)	6.121	6.418	6.869	0,9	1,4	1,2
Produção de Petróleo (B)	**194.000**	**268.968**	**266.516**	**6,8**	**-0,2**	**3,2**
Petróleo Bruto	183.459	255.824	251.740	6,9	-0,3	3,2
Líquidos de Gás Natural(2)	515	926	926	12,5	0,0	6,0
Biodiesel(3)	10.026	12.218	13.850	4,0	2,5	3,3
Energia Excedente (B)-(A)	**62.709**	**131.332**	**123.454**	**15,9**	**-1,2**	**7,0**

Notas: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquerias. (2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN. (3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

Fonte: Elaboração EPE

A Tabela 12-7 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde espera-se um crescimento médio anual de 7,1% no processamento em UPGN, ao longo do horizonte decenal. Por outro lado, prevê-se uma redução nas importações desse combustível a uma taxa média anual de 9,4%. Assim, a expansão da oferta oriunda de UPGN atinge 98,8 milhões m^3/dia e mostra ser uma alternativa à dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural nos setores industrial, residencial e transportes, com taxas médias anuais de 4,1%, 4,5% e 6,4%, respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 3,7% a.a. nos próximos dez anos, chegando a cerca de 73,1 milhões de m^3/dia em 2035.

Tabela 12-7 – Balanço de gás natural seco

Discriminação	2025	2030	2035	2025-2030	2030-2035	2025-2035
		mil m³/dia		Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	**63.680**	**95.367**	**104.039**	**8,4**	**1,8**	**5,0**
UPGN	49.689	80.211	98.810	10,1	4,3	7,1
Importação	13.991	15.156	5.229	1,6	-19,2	-9,4
Consumo Total Esperado	**63.680**	**95.367**	**104.039**	**8,4**	**1,8**	**5,0**
Transformação em Eletricidade (1)	12.914	29.875	30.905	18,3	0,7	9,1
Consumo final	**50.766**	**65.492**	**73.134**	**5,2**	**2,2**	**3,7**
Consumo não energético	1.929	2.309	2.309	3,7	0,0	1,8
Consumo energético	48.837	63.183	70.825	5,3	2,3	3,8
Setor energético (2)	10.571	11.257	11.104	1,3	-0,3	0,5
Residencial	1.576	1.916	2.451	4,0	5,0	4,5
Transportes	6.697	9.248	12.449	6,7	6,1	6,4
Industrial	29.509	40.217	44.238	6,4	1,9	4,1
Outros (3)	483	545	583	2,4	1,4	1,9

Notas: (1) Inclui autoprodução. (2) Não inclui o consumo em E&P e para uso no sistema. (3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Fonte: Elaboração EPE.

Por sua vez, a Tabela 12-8 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2035 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 2035.

Tabela 12-8 – Síntese da expansão prevista no PDE 2035

Fonte ou atividade	Expansão do PDE 2035
UHEs	**3.622 MW** **Contratado:** 48 MW (1 UHE) **Indicativo:** 3.574 MW, sendo 2 UHE (768 MW) e modernização de UHEs existentes (2.806 MW)
PCHs e CGHs	**4.314 MW** **Contratado:** 348 MW (27 PCHs e CGHs) **Indicativo:** 3.965 MW
UTEs não renováveis (gás natural, diesel e nuclear)	**33.205 MW** **Contratado:** 5.558 MW **Indicativo:** 18.956 MW de UTEs GN **Indicativo retrofit:** 8.690 MW, sendo 7.334 MW + 1.356 MW conversão para biocombustíveis
UTEs Nucleares	**1.405 MW** Contratado: 1 nuclear (1.405 MW)
UTEs renováveis (bagaço de cana, licor preto, cavaco/resíduos e RSU)	**4.388 MW** Contratado: 293 MW Indicativo: 4.095 MW
Eólicas	**14.487 MW** Contratado: 887 MW (16 parques eólicos) Indicativo: 13.600 MW
Usinas fotovoltaicas	**8.947 MW** Contratado: 3.341 MW (74 empreendimentos) Indicativo: 5.607 MW
Resposta da Demanda	**3.200 MW** indicativo
Armazenamento	**6.631 MW** indicativo
Transmissão	**28.781 km** 21.889 km estão previstos para entrar em operação até 2030
E&P de petróleo e GN	**105 UPs contratadas** (Unidades Produtivas em áreas contratadas) **35 blocos em oferta permanente e 7 UPUs** (áreas não contratadas)
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	**8 refinarias** ampliadas e **1 conjunto de ativos de refino** previsto **2 UPGNs:** 1 prevista e 1 indicativa **1 terminal de regaseificação de GNL** previsto
Gasodutos	**8 gasodutos de transporte** previstos **4 gasodutos de escoamento:** 2 previstos e 2 indicativos **3 estações de compressão:** 2 previstas e 1 indicativa
Etanol	**10,2 bilhões de litros** 20 usinas planejadas (17 de milho full, 2 de cereais e/ou outros grãos e 1 de cana-de-açúcar), 41 usinas ampliadas de cana e milho (2,3 bilhões de litros) e projetos indicativos de 2,2 bilhões de litros de etanol de milho
Biodiesel	**3,0 bilhões de litros** 3 usinas planejadas e 2 usinas ampliadas
Biometano	**0,77 milhões de Nm^3/dia** 24 usinas planejadas e 1 usina ampliada (10 de RSU em aterro e 11 de agrossilvopastoris e comerciais e 4 sucroenergético)
Autoprodução e geração distribuída	**Autoprodução: 3.157 MW** (Termelétrica: 2.780 MW; Hidrelétrica: 294 MW; Solar 83 MW; Eólica: 1 MW) **Geração Distribuída: 38.075 MW** (Fotovoltaica: 37.490 MW; Termelétrica: 165 MW; Eólica: 313 MW; CGH: 107 MW)

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 12-9 – Síntese dos resultados

				2025 - 2030		2030 - 2035		2025 - 2035	
	2025	2030	2035	Δ	Δ%	Δ	Δ%	Δ	Δ%
Consumo Final (10^6 tep)	**301**	**333**	**360**	**31,7**	**11%**	**26,9**	**8%**	**58,6**	**19%**
Gás Natural (10^6 m^3/dia)	55,8	74,8	87,0	19,0	34%	12,2	16%	31,2	56%
Carvão Mineral e Coque (10^6 t)	16,8	18,8	20,2	2,0	12%	1,4	8%	3,4	20%
Lenha e Carvão Vegetal (10^6 t)	66,4	65,0	66,9	-1,4	-2%	1,9	3%	0,5	1%
Bagaço de Cana (10^6 t)	155,6	163,3	171,3	7,7	5%	8,0	5%	15,7	10%
Eletricidade (TWh)	683,7	797,1	915,0	113,4	17%	117,8	15%	231,2	34%
Etanol (10^6 m^3)	36,2	44,7	47,3	8,5	23%	2,6	6%	11,1	31%
Biodiesel (10^6 m^3)	10,2	11,9	13,0	1,8	17%	1,1	9%	2,8	28%
Derivados de Petróleo (10^6 m^3)	115,4	119,7	124,2	4,3	4%	4,5	4%	8,7	8%
Óleo Diesel	61,5	68,3	72,5	6,8	11%	4,2	6%	11,0	18%
Óleo Combustível	2,5	2,2	2,0	-0,3	-14%	-0,2	-8%	-0,5	-21%
Gasolina	33,5	30,1	29,7	-3,3	-10%	-0,4	-1%	-3,7	-11%
GLP	14,3	14,8	15,4	0,5	4%	0,6	4%	1,1	8%
Querosene	3,6	4,3	4,6	0,7	19%	0,2	6%	0,9	26%
Oferta Interna de Energia (10^6 tep)	**330**	**375**	**412**	**45,8**	**14%**	**36,6**	**10%**	**82,3**	**25%**
Petróleo (10^6 m^3)	115,0	130,5	131,2	15,5	13%	0,6	0%	16,1	14%
Gás Natural (10^6 m^3/dia)	88,8	135,7	151,8	47,0	53%	16,0	12%	63,0	71%
Óleo Diesel (10^6 m^3)	62,7	69,4	73,8	6,7	11%	4,4	6%	11,1	18%
Óleo Combustível (10^6 m^3)	2,8	2,4	2,3	-0,3	-11%	-0,1	-6%	-0,4	-16%
Gasolina (10^6 m^3)	33,5	30,1	29,7	-3,3	-10%	-0,4	-1%	-3,7	-11%
GLP (10^6 m^3)	14,3	14,8	15,4	0,5	4%	0,6	4%	1,1	8%
Querosene (10^6 m^3)	3,6	4,3	4,6	0,7	19%	0,2	6%	0,9	26%
Etanol (10^6 m^3)	36,2	44,7	47,3	8,5	23%	2,6	6%	11,1	31%
Eletricidade (TWh)	811	963	1.122	152	19%	159,3	17%	311,5	38%
Cap. Instalada de Geração Elétrica (GW)	**255**	**308**	**367**	**53,1**	**21%**	**59,0**	**21%**	**112,1**	**35%**
Centralizada	202	234	274	31,1	15%	39,7	17%	70,9	35%
Hidráulica	110	113	118	2,8	3%	4,4	4%	7,2	7%
Térmica	35	51	64	15,9	45%	13,1	26%	29,0	82%
Renovável	17	20	22	2,7	16%	2,7	14%	5,4	32%
Não-Renovável	18	31	42	13,1	72%	10,4	33%	23,6	130%
Eólica	35	41	50	6,0	17%	8,5	21%	14,5	41%
Solar	20	24	29	3,3	17%	5,6	24%	8,9	44%
Nuclear	2	2	3	0,0	0%	1,4	71%	1,4	71%
Armazenamento (bateria)	0	1,6	6,6	1,6		5,0	307%	6,6	
Resposta da Demanda	0	1,5	3,2	1,5		1,7	113%	3,2	
Autoprodução e GD	53	74	93	22,0	42%	19,2	26%	41,2	79%
Renováveis	42	62	80	20,5	49%	18,0	29%	38,5	92%
Não-Renováveis	11	12	13	1,5	14%	1,2	10%	2,7	26%
Linhas de Transmissão (mil km)	**200,7**	**227,6**	**229,5**	**26,9**	**13%**	**1,9**	**1%**	**28,8**	**14%**
Subestações (mil MVA)[1]	**502,6**	**574,5**	**591,6**	**71,9**	**14%**	**17,1**	**3%**	**89,0**	**18%**
Gasodutos de Transporte (km)[2]	**9.529**	**9.529**	**9.529**	**-**	**0%**	**-**	**0%**	**-**	**0%**

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.

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 12-10 – Síntese das estimativas de investimentos

	R$ bilhões Período 2025-2035	%
Oferta de Energia Elétrica	**596**	**16,9%**
Geração Centralizada	374	10,6%
Bateria	*38*	*1,1%*
Eólica	*79*	*2,3%*
Hidráulica (1)	*54*	*1,5%*
Solar fotovoltaica	*36*	*1,0%*
UTE (Usinas Termelétricas) (2)	*167*	*4,7%*
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	106	3,0%
Transmissão (3)	117	3,3%
Linhas de Transmissão (4)	*78*	*2,2%*
Subestações	*39*	*1,1%*
Petróleo e Gás Natural	**2.818**	**79,8%**
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural(5)	2.611	74,0%
Oferta de Derivados de Petróleo	157	4,5%
Refino de Petróleo	*140*	*4,0%*
Infraestrutura logística de petróleo e derivados (6)	*17*	*0,5%*
Oferta de Gás Natural	50	1,4%
Gasoduto de Escoamento	*20*	*0,6%*
Gasoduto de Transporte	*25*	*0,7%*
Outros (7)	*6*	*0,2%*
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	**115**	**3,3%**
Etanol (8)	72	2,0%
Etanol 2G	*15*	*0,4%*
Etanol 1G Cereais	*18*	*0,5%*
Etanol 1G Cana	*11*	*0,3%*
Etanol Canavial	*28*	*0,8%*
Biodiesel (9)	10	0,3%
SAF/Diesel Verde	28	0,8%
Biometano	5	0,2%
BECCS	0,1	0,003%
TOTAL	**3.530**	**100%**

Notas: (1) Inclui UHEs (Usinas Hidrelétricas) e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). (2) Inclui usinas a gás natural, nuclear, PCTs (Pequenas Centrais Termelétricas movidas, por exemplo, a biogás e a cavaco de madeira) e retrofit de usinas termelétricas. (3) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal. (4) Inclui seccionamentos de linha de transmissão. (5) Inclui Desenvolvimento da Produção, suporte operacional, infraestrutura, P&D e exploração. (6) Inclui terminais, logística de combustíveis e outros projetos de infraestrutura logística. (7) Inclui estações de compressão, hubs de biometano, terminais de regaseificação e UPGNs. (8) Inclui investimentos para formação de canaviais e unidades de etanol 1G, 2G e de cereais. Não inclui açúcar. (9) Inclui esmagadoras e usinas. Observação: Taxa de câmbio referencial: R$ 6,10 / US$ (dez/2024).

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 12-11 – Projeção da matriz energética nacional: Ano 2035

CONSOLIDADO 2035 (10^3tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																	TOTAL
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U_3O_8	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUERIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO2	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	
PRODUÇÃO	251.740	98.497	1.224	0	6.769	44.532	29.600	64.642	76.412	573.415	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573.415
IMPORTAÇÃO	4.458	1.680	4.875	8.946	0	0	0	0	602	20.562	16.089	0	0	0	3.074	221	0	951	0	264	0	267	1.414	1.527	0	23.808	44.369
VARIAÇÃO 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	256.198	100.177	6.100	8.946	6.769	44.532	29.600	64.642	77.014	593.977	16.089	0	0	0	3.074	221	0	951	0	264	0	267	1.414	1.527	0	23.808	617.785
EXPORTAÇÃO	-139.322	0	0	0	0	0	0	0	-1.634	-140.955	-881	-13.934	0	-681	0	-2.191	0	0	0	0	0	-1.213	-481	-148	0	-19.529	-160.484
NÃO-APROVEITADA	0	-2.689	0	0	0	0	0	0	0	-2.689	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.689
REINJEÇÃO	0	-42.709	0	0	0	0	0	0	0	-42.709	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-42.709
OFERTA INTERNA BRUTA	116.877	54.779	6.100	8.946	6.769	44.532	29.600	64.642	75.380	407.624	15.207	-13.934	0	-681	3.074	-1.970	0	951	0	264	0	-946	933	1.379	0	4.279	411.903
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-116.877	-26.259	-1.673	-8.946	-6.769	-44.532	-11.556	-28.166	-58.458	-303.236	56.531	15.852	22.881	10.082	4.662	5.720	1.323	7.657	0	96.240	5.640	25.373	9.852	6.596	291	268.701	-34.535
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-116.877	0	0	0	0	0	0	0	-926	-117.802	46.493	16.140	21.865	4.794	7.670	5.720	0	0	0	0	0	0	9.332	5.435	0	117.449	-354
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-10.284	0	0	0	0	0	0	926	-9.358	0	0	0	5.177	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.162	0	6.338	-3.020
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
COQUERIAS	0	0	0	-8.946	0	0	0	0	0	-8.946	0	0	0	0	0	0	2.046	7.657	0	0	0	0	-1.445	0	308	8.566	-380
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.769	0	0	0	0	-6.769	0	0	0	0	0	0	0	0	6.668	0	0	0	0	0	0	6.668	-102
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-9.273	-1.224	0	0	-43.873	-365	-7.831	-22.427	-84.994	-452	0	0	0	0	0	0	0	-6.668	78.800	0	0	0	0	0	71.681	-13.313
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-6.702	-449	0	0	-658	-609	-3.459	-15.798	-27.675	-730	-288	0	0	0	0	-724	0	0	17.439	0	0	-946	0	-17	14.735	-12.940
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-10.582	0	0	-10.582	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.640	0	0	0	0	5.640	-4.942
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-16.876	0	-16.876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.768	0	0	0	16.768	-108
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	0	0	0	0	0	0	0	-20.232	-20.232	11.221	0	1.016	111	-3.008	0	0	0	0	0	0	8.605	2.910	0	0	20.856	623
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17.817	0	0	0	0	0	-17.817	-17.817
CONSUMO FINAL	0	28.522	4.427	0	0	0	18.044	36.475	16.922	104.390	71.739	1.921	22.881	9.401	7.736	3.754	1.323	8.608	0	78.687	5.640	24.428	10.787	7.975	291	255.170	359.560
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	742	0	0	0	0	0	0	0	742	0	0	0	0	7.736	0	0	0	0	0	0	525	893	7.975	190	17.320	18.061
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	27.780	4.427	0	0	0	18.044	36.475	16.922	103.648	71.739	1.921	22.881	9.401	0	3.753	1.323	8.608	0	78.687	5.640	23.903	9.894	0	101	237.850	341.499
SETOR ENERGÉTICO	0	8.598	0	0	0	0	0	16.420	0	25.018	655	113	0	0	0	0	0	0	0	4.340	0	0	2.905	0	0	8.013	33.031
RESIDENCIAL	0	787	0	0	0	0	5.552	0	2.324	8.663	0	0	0	6.870	0	0	0	0	0	21.871	269	0	0	0	0	29.010	37.674
COMERCIAL	0	162	0	0	0	0	99	0	222	483	55	18	0	742	0	0	0	0	0	16.019	93	0	0	0	0	16.927	17.410
PÚBLICO	0	26	0	0	0	0	0	0	0	26	6	6	0	304	0	0	0	0	0	5.508	0	0	0	0	0	5.824	5.850
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.643	0	0	3.643	11.219	11	0	37	0	0	0	0	0	3.954	12	14	0	0	0	15.247	18.890
TRANSPORTES	0	3.999	0	0	0	0	0	0	570	4.568	57.543	779	22.881	0	0	3.750	0	0	0	913	0	23.889	0	0	0	109.755	114.324
INDUSTRIAL	0	14.209	4.427	0	0	0	8.751	20.055	13.806	61.247	2.261	993	0	1.449	0	3	1.323	8.608	0	26.082	5.266	0	6.989	0	101	53.074	114.321

Fonte: Elaboração EPE

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Evolução da população brasileira 18
Figura 1-2 – Evolução da população brasileira por regiões geográficas 19
Figura 1-3 – Evolução do PIB e do comércio mundial 20
Figura 1-4 – Evolução da taxa de investimento (% do PIB) 20
Figura 1-5 – Evolução da produtividade total dos fatores (PTF) 21
Figura 1-6 – Evolução da balança comercial (US$ bilhões) 21
Figura 1-7 – Evolução dos indicadores do setor público 22
Figura 1-8 – Evolução do PIB e do PIB *per capita* (% a.a.) 22
Figura 1-9 – Evolução dos valores adicionados macrossetoriais 23
Figura 1-10 – Evolução dos valores adicionados industriais 24
Figura 1-11 – Taxas médias anuais entre 2025 e 2035 dos cenários econômicos 27
Figura 2-1 – Estrutura de consolidação da projeção do consumo final de energia 31
Figura 2-2 – Consumo final de energia por setor 32
Figura 2-3 – Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final[1] 33
Figura 2-4 – Setor industrial: Consumo final de energia por fonte 34
Figura 2-5 – Participação dos modos na atividade (t.km) e demanda energética (tep) do transporte de cargas 36
Figura 2-6 – Participação dos modos na atividade (p.km) e demanda energética (tep) do transporte de passageiros 38
Figura 2-7 – Consumo do setor de transportes por fonte de energia (milhões tep) 39
Figura 2-8 – Consumo final de energia no setor de edificações e serviços públicos 40
Figura 2-9 – Evolução da participação energética das fontes no consumo residencial de energia (%) 41
Figura 2-10 – Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh) 42
Figura 2-11 – Evolução do percentual de domicílios que possuem água aquecida por fonte (%) 43
Figura 2-12 – Evolução da participação energética dos usos finais no consumo residencial de energia (%) 44
Figura 2-13 – Consumo final de energia no setor de serviços 45
Figura 2-14 – Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2035 46
Figura 2-15 – Consumo final do setor agropecuário por fonte (mil tep) 47
Figura 2-16 – Consumo final agropecuário pelas principais fontes 47
Figura 2-17 – Consumo final de energia por fonte 48
Figura 2-18 – Consumo final de etanol por tipo 49
Figura 2-19 – Consumo final de biocombustíveis por fonte 49
Figura 2-20 – Derivados de petróleo: Consumo final de energia por fonte 50
Figura 2-21 – Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x projeção 51
Figura 2-22 – Demanda máxima no SIN (anos 2025 e 2035) 54
Figura 2-23 – Cenário referência: Curvas de carga horária nos dias de ponta por mês em 2035 (GWh/h) 55
Figura 2-24 – Consumo de eletricidade relacionado a cargas especiais em 2035 por cenário 57
Figura 2-25 – Carga de energia: Cenário de referência x cenários alternativos 58
Figura 2-26 – Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe: Cenário de referência x cenários alternativos (% a.a.) 58
Figura 2-27 – Relação carga de energia versus temperatura 59
Figura 2-28 – Evolução da variabilidade da carga diária por mês 60
Figura 3-1 – Processo de planejamento decenal 66

Figura 3-2 – Fluxograma das etapas de simulação dos cenários de expansão da oferta de energia 68
Figura 3-3 – Metodologia carga líquida 69
Figura 3-4 – Representação de cenários críticos de disponibilidade de potência hidrelétrica 71
Figura 3-5 – Oferta termelétrica retirada da configuração do Caso Base no horizonte decenal por motivação e fonte (MW) 73
Figura 3-6 – Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN 73
Figura 3-7 – Projeções de demanda do cenário de referência 74
Figura 3-8 – Expansão em capacidade e em energia da MMGD 75
Figura 3-9 – Avaliação do atendimento aos critérios de suprimento de energia - SIN: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR 1% ENS 76
Figura 3-10 – Avaliação do atendimento aos critérios de suprimento de potência - SIN: CVaR 5% PNS e LOLP 76
Figura 3-11 – Requisitos de energia calculados através das métricas CVaR10%(CMO) ≤ 800[R$/MWh] e CVaR1%(ENS) ≤ 5 [% da demanda] 78
Figura 3-12 – Requisitos de potência calculados através das métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%demanda] - Base quadrimestral e LOLP ≤ 5% Base anual 79
Figura 3-13 – Projeção de demanda global de energia (bruta): Diferenças para o PDE2034 80
Figura 3-14 – Projeção de demanda máxima global (bruta): Diferenças para o PDE2034 80
Figura 3-15 – Requisito de potência para distintos cenários de projeção de demanda 81
Figura 3-16 – Distribuição da potência disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em novembro de 2026 – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior 82
Figura 3-17 – Distribuição da potência disponível nas hidrelétricas do SIN nas 2.000 séries do NW em novembro de 2035 – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior 83
Figura 3-18 – Requisitos de energia calculados através da métrica CVaR10%(CMO) ≤ 800[R$/MWh] – Cenários de demanda de Referência, Inferior e Superior 84
Figura 3-19 – Valores de investimento (CAPEX), em R$/kW, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento 88
Figura 3-20 – Valores de custos fixos de operação e manutenção (O&M), em R$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento 89
Figura 3-21 – Valores totais de taxas, encargos e impostos, em R$/kW por ano, por fonte de geração ou tecnologia de armazenamento 90
Figura 3-22 – Faixas de valores de CAPEX para armazenamento em baterias (projeções feitas pelo NREL e estimativas para o PDE 2035) 91
Figura 3-23 – Expansão indicativa acumulada no horizonte de 2026 a 2035 94
Figura 3-24 – Expansão indicativa acumulada das usinas térmicas 96
Figura 3-25 – Participação das fontes na matriz elétrica nacional em 2025 e 2035 97
Figura 3-26 – Renovabilidade média da geração centralizada para o cenário de referência do PDE 2035 97
Figura 3-27 – Contribuição das fontes no atendimento de energia e potência 98
Figura 3-28 – Custo marginal de operação médio – Sudeste/Centro-Oeste 99
Figura 3-29 – Geração hidrelétrica e termelétrica média do SIN 100
Figura 3-30 – Taxa de conversão da energia afluente bruta em geração hidráulica 101
Figura 3-31 – Concessões vincendas no horizonte decenal. Dados SIGA ANEEL, dez/2025 102
Figura 3-32 – Critério de suprimento de energia: CVaR CMO 104
Figura 3-33 – Critério de suprimento de energia: CVaR ENS 104
Figura 3-34 – Critério de suprimento de potência: LOLP 105
Figura 3-35 – Critério de suprimento de potência: CVaR PNS 105
Figura 3-36 – Comparação entre distribuição de ENA bruta sintética, ENA de 2021 e MLT 106
Figura 3-37 – Permanência dos valores de ENA do SIN baseados em diferentes históricos 107
Figura 3-38 – Atendimento do cenário de mudanças climáticas aos critérios de energia 108
Figura 3-39 – Atendimento do cenário de mudanças climáticas aos critérios de potência 108

Figura 3-40 – Distribuição do intercâmbio, geração e déficits no AC/RO em setembro de 2035 109
Figura 3-41 – Distribuição do intercâmbio e geração térmica no ano de 2030 e 2035 110
Figura 3-42 – Evolução dos patamares do recebimento/fornecimento do Nordeste em valores mensais 111
Figura 3-43 – Evolução dos patamares do recebimento/fornecimento o SE/CO via N/NE 111
Figura 3-44 – Permanência do recebimento/fornecimento do Sul 112
Figura 3-45 – Carga líquida horária média mensal em % diária 113
Figura 3-46 – Comparação das rampas líquida horárias 114
Figura 3-47 – Comparação das amplitudes diárias nos diferentes horizontes de planejamento 115
Figura 3-48 – Rampas horárias e acumuladas de 4 horas previstas para o horizonte, para as UHE (esquerda) e UTE (direita) 115
Figura 3-49 – Balanço das disponibilidades e estatísticas das previsões de maiores rampas 116
Figura 3-50 – (A) Cenário de carga líquida horária para uma semana de outubro de 2028 e (B) Simulação do sistema de armazenamento para uma semana 117
Figura 4-1 – Potência reativa de um modelo de usina renovável variável – evolução a partir de agosto de 2023 130
Figura 4-2 – Diagrama esquemático das expansões de rede recomendadas 135
Figura 4-3 – Potência Instalada de projetos com processo de conexão à Rede Básica no MME por UF até 2038 136
Figura 4-4 – Quantitativo de projetos por UF e por tipo, ano de 2038 138
Figura 4-5 – Diagrama elétrico da região da Rede DIT de SP 140
Figura 4-6 – Exemplo de aplicação do SSSC para controle de fluxo em linhas de transmissão 141
Figura 4-7 – Solução com aplicação do SSSC para controle de fluxo no sistema DIT 138 kV de São Paulo 142
Figura 4-8 – Desafios para implantação de nova solução de transmissão para reforço do atendimento a Roraima 143
Figura 4-9 – Diagrama esquemático da solução proposta 144
Figura 4-10 - Trajetos estudados para interligação dos sistemas isolados no Acre 145
Figura 4-11 – Representação esquemática da solução para aumento da resiliência do sistema Acre e Rondônia 147
Figura 4-12 – Traçado e visualização referencial em 3D dos seccionamentos na SE Porto Coletora Porto Velho para evitar cruzamentos de LTs 147
Figura 4-13 – Modificação da rota de referência da LT 230kV Ivoti - São Sebastião do Caí 2, C1, após análise das áreas alagadas pelas enchentes de 2024, para minimização de riscos 148
Figura 4-14 – Evolução da capacidade média de exportação total da Região Nordeste 150
Figura 4-15 – Evolução da capacidade média de importação da Região Sul 150
Figura 4-16 – Projeto de Integração do Arco Norte 155
Figura 4-17 – Solução do estudo de interligação Brasil - Bolívia 157
Figura 4-18 – Alternativas avaliadas no estudo conceitual 158
Figura 4-19 – Cenários de expansão do sistema de transmissão 162
Figura 4-20 – Cenários de referência: Visão geral 163
Figura 4-21 – Cenários de referência: LTs e SEs com outorga e sem outorga 163
Figura 4-22 – Cenários de referência: LTs por submercado 164
Figura 4-23 – Cenários de referência: LTs por nível de tensão 164
Figura 4-24 – Cenários de referência: Expansão física de LTs 165
Figura 4-25 – Cenários de referência: SEs por submercado 165
Figura 4-26 – Cenários de referência: SEs por nível de tensão 166
Figura 4-27 – Cenários de referência: expansão física de SEs 166
Figura 4-28 – Investimentos potenciais em ativos em final de vida útil regulatória 169
Figura 4-29 – Contratos vincendos: Cronograma das análises de planejamento 170

Figura 4-30 – Cenário de referência: TUST-Geração no ano 2035 172
Figura 4-31 – Cenário de referência: TUST-Geração média no ano 2035 173
Figura 4-32 – Cenário de referência: TUST-Carga no ano 2035 173
Figura 4-33 – Cenário de referência: TUST-Carga média no ano 2035 174
Figura 5-1 – Distribuição percentual, por valor, dos projetos submetidos à ANP em 2024, categorizados em três grandes temáticas 180
Figura 5-2 – Previsão da produção diária de petróleo nacional 181
Figura 5-3 – Previsão da produção de petróleo nacional para pré-sal, pós-sal e extra pré-sal 182
Figura 5-4 – Previsão da produção de petróleo nacional por tipo de contrato 183
Figura 5-5 – Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional 186
Figura 5-6 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional 187
Figura 5-7 – Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal 188
Figura 5-8 – Previsão da produção de gás natural nacional por tipo de contrato 189
Figura 5-9 – Previsão da produção líquida de gás natural nacional e a sensibilidade para aumento da disponibilidade 190
Figura 5-10 – Participação das principais bacias na previsão da produção onshore de petróleo 191
Figura 5-11 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de petróleo 192
Figura 5-12 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural bruta 192
Figura 5-13 – Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural líquida 193
Figura 5-14 – Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente onshore 193
Figura 5-15 – Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente onshore 194
Figura 5-16 – Previsão de produção onshore 2025-2035 considerando aumento do FR 196
Figura 5-17 - Previsão de produção *offshore* 2025-2035, dos 25 campos, considerando aumento do FR 198
Figura 5-18 – Resumo dos resultados do 5º Ciclo OPC 199
Figura 5-19 – Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P 201
Figura 5-20 – Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P 202
Figura 5-21 – Previsão de entrada em operação de novas UEPs 204
Figura 5-22 – Curva hipotética de emissões e produção em um campo de óleo e gás com patamar de 150 mil boe/d 205
Figura 6-1 – Projeção de preços para o petróleo Brent (2025 – 2035) (US$ dez2024/b) 216
Figura 6-2 – Preços internacionais dos principais derivados de petróleo (US$ dez2024/b) 218
Figura 6-3 – Capacidade de refino de petróleo no Brasil (milhão b/d) 225
Figura 6-4 – Perfil de produção das refinarias nacionais (%) 229
Figura 6-5 – Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m^3/d) 229
Figura 6-6 – Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora (mil m^3/d) 230
Figura 6-7 – Balanço nacional de GLP (mil m^3/d) 231
Figura 6-8 – Balanço nacional de gasolina A (mil m^3/d) 232
Figura 6-9 – Balanço nacional de nafta (mil m^3/d) 232
Figura 6-10 – Balanço nacional de QAV (mil m^3/d) 233
Figura 6-11 – Balanço nacional de óleo diesel A (mil m^3/d) 234
Figura 6-12 – Produção nacional de óleo diesel A rodoviário por tipo (%) 234
Figura 6-13 – Balanço nacional de óleo combustível (mil m^3/d) 235
Figura 6-14 – Balanço nacional de outros secundários de petróleo (mil m^3/d) 236
Figura 6-15 – Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil (mil b/d) 236
Figura 6-16 – Dependência externa ao óleo diesel A (%) 237

Figura 6-17 – Dependência externa ao QAV (%) 237
Figura 6-18 – Dependência externa à gasolina A (%) 237
Figura 6-19 – Dependência externa à nafta (%) 237
Figura 6-20 – Dependência externa ao GLP (%) 238
Figura 6-21 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de óleo diesel A no Brasil em 2035 (mil m^3/d) 239
Figura 6-22 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de gasolina A no Brasil em 2035 (mil m^3/d) 240
Figura 6-23 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de QAV no Brasil em 2035 (mil m^3/d) 241
Figura 6-24 – Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil em 2035 (mil m^3/d) 242
Figura 6-25 – Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade até 2035 243
Figura 7-1 – Infraestrutura de oferta, escoamento, processamento e transporte de gás natural 249
Figura 7-2 – Projetos estudados nos planos indicativos (PIPE, PIG e PITER) 252
Figura 7-3 – Fluxograma com as etapas de desenvolvimento do PNIIGB 253
Figura 7-4 – Preços de gás natural no citygate (US$/MMBtu) 256
Figura 7-5 – Demanda total na malha integrada 260
Figura 7-6 - Demanda total de gás natural no Brasil 262
Figura 7-7 – Produção líquida e oferta potencial nacionais de gás natural 263
Figura 7-8 – Oferta potencial nacional e importada (malha integrada) 267
Figura 7-9 - Balanço de gás natural da malha integrada 269
Figura 7-10 – Oferta e demanda totais do Brasil no Grupo de Trabalho Gás para Empregar 271
Figura 7-11 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha Nordeste 274
Figura 7-12 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 da malha Sudeste 276
Figura 7-13 – Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2025 e 2034 do GASBOL e do GASUP 278
Figura 8-1 – Saldo de capacidade instalada de produção de etanol 291
Figura 8-2 – Capacidade de produção de etanol (cana e milho) 292
Figura 8-3 – Capacidade nominal de processamento de cana e milho 292
Figura 8-4 – Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar 293
Figura 8-5 – Projeção da produção brasileira de açúcar 294
Figura 8-6 – Projeção do processamento de milho e coprodutos 294
Figura 8-7 – Projeção da oferta total de etanol 295
Figura 8-8 – Exportações e importações de etanol do período decenal 299
Figura 8-9 – Projeção da demanda total de etanol 300
Figura 8-10 – Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística 301
Figura 8-11 – Análise de sensibilidade E35 (em 2035) 302
Figura 8-12 – Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia 303
Figura 8-13 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço 304
Figura 8-14 – Potencial de biogás com biomassa residual de cana-de-açúcar 307
Figura 8-15 – Potencial de produção de biometano das demais biomassas residuais em 2035309
Figura 8-16 – Análise de sensibilidade do setor sucroenergético 310
Figura 8-17 – Número de cooperativas e famílias agricultura familiar (a) e renda bruta anual (b) 314
Figura 8-18 – Capacidade instalada de produção de biodiesel x demanda obrigatória de biodiesel 316
Figura 8-19 – Projeção do consumo total de biodiesel 316

Figura 8-20 – Demanda total de biodiesel (incluso bunker) 317
Figura 8-21 – Trajetórias para a demanda de biodiesel 319
Figura 8-22 – Localização das usinas de biodiesel 320
Figura 8-23 – Estimativa de oferta de SAF a partir dos projetos anunciados 324
Figura 8-24 – Participação de SAF na demanda de combustível de aviação nacional 324
Figura 8-25 – Demanda nacional de SAF 325
Figura 8-26 – Demanda de SAF para atender ProBioQAV e CORSIA 325
Figura 8-27 – Atendimento às metas de redução de emissões de GEE 326
Figura 8-28 – Possível trajetória de produção de SAF por rota em 2035 327
Figura 8-29 – Projeção da demanda de biodiesel para uso aquaviário 329
Figura 8-30 – Rotas selecionadas de produção de biohidrogênio com potencial relevante no Brasil 333
Figura 8-31 – Os combustíveis sintéticos na agenda dos transportes aéreo, marítimo e rodoviário de longa distância 335
Figura 9-1 – Contribuição do RED na demanda de eletricidade 343
Figura 9-2 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2035[1] (% do ganho total) 344
Figura 9-3 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2035 (% do ganho total) 345
Figura 9-4 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor) 346
Figura 9-5 – Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor) 346
Figura 9-6 – Setor industrial: consumo específico de energia (tep/10^3 t) 347
Figura 9-7 – ODEX industrial: indicador de eficiência energética 348
Figura 9-8 – Consumo médio residencial de energia elétrica por equipamento (KWh/ano/equipamento) 349
Figura 9-9 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh) 351
Figura 9-10 – Consumo de GLP e GN nas residências (mil tep) 352
Figura 9-11 – Setor de serviços: Consumo de energia e ganhos de eficiência 353
Figura 9-12 – Setor de serviços: Consumo de eletricidade e eficiência elétrica 353
Figura 9-13 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais 354
Figura 9-14 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência sistêmicos 355
Figura 9-15 – Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética 356
Figura 9-16 – Distribuição da potência por modalidade 357
Figura 9-17 – Distribuição da potência por classe 358
Figura 9-18 - Capacidade instalada de MMGD por cenário 361
Figura 9-19 – Projeção da capacidade instalada de MMGD em 2035 (GW) por UF 362
Figura 9-20 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2035 363
Figura 9-21 – Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por fonte em 2035 363
Figura 9-22 – Evolução do volume de baterias de íon-lítio em uso por tipo de aplicação (GWh) 366
Figura 9-23 – Modalidades de incentivos aplicados a sistemas de armazenamento BTM na experiência internacional 367
Figura 9-24 – Evolução do número de equipamentos credenciados pelo Inmetro 368
Figura 9-25 – Preço mundial baterias de íon-lítio (valores reais em USD/kWh, 2024) 369
Figura 9-26 – Evolução do preço final de sistemas residenciais de GD fotovoltaica com e sem bateria (valores em R$) 370
Figura 9-27 – Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação de deslocamento de consumo na Alta Tensão 372
Figura 9-28 – Distribuição geográfica da diferença tarifária entre ponta e fora ponta no território nacional 373

Figura 9-29 – Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horo-sazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta 374
Figura 9-30 – VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde 375
Figura 9-31 – Ganho potencial com o uso de baterias oriundo da diferença entre tarifa de consumo e tarifa de injeção (Tarifa B1) 376
Figura 9-32 – Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação de aumento de autoconsumo da microgeração distribuída 377
Figura 9-33 – Distribuição do *payback* para a finalidade de aumento do autoconsumo da micro GD – Análise para diferentes distribuidoras 378
Figura 9-34 – Mercado potencial (GWh) a partir da projeção da geração fotovoltaica residencial diária em 2035 379
Figura 9-35 – Potencial de investimentos em baterias residenciais no Brasil 379
Figura 9-36 – Elementos promotores da inserção eficiente de RED 381
Figura 9-37 – Novas aplicações associadas ao armazenamento de energia 382
Figura 9-38 – Modelos de negócio associados à difusão de RED por grau de complexidade 383
Figura 9-39 – Autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede (TWh) 384
Figura 9-40 – Evolução do domicílios com SAS x crescimento habitacional (milhões de m^2 x milhões de domicílios) 386
Figura 9-41 – Distribuição percentual do número de domicílios por fontes para aquecimento de água residencial 387
Figura 10-1 – Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO2eq) 392
Figura 10-2 – Evolução das emissões absolutas em cada setor entre 2025 e 2035 e respectivas variações percentuais no decênio 394
Figura 10-3 – Emissões de GEE por combustível (MtCO2eq) 395
Figura 10-4 – Distribuição das emissões de GEE no Brasil, por setor, no ano de 2022 397
Figura 10-5 – Emissões per capita na produção e no uso de energia (tCO_2/hab) 397
Figura 10-6 – Intensidade de carbono da produção e do uso de energia na economia ($kgCO_2eq$/US$ppc[2015]) 398
Figura 10-7 – Intensidade de carbono na produção e no uso de energia (tCO_2eq/tep) 398
Figura 10-8 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2035 407
Figura 10-9 – Eventos climáticos e impactos no setor elétrico 412
Figura 11-1 – Articulação de políticas que também abordam a transição energética brasileira 426
Figura 11-2 – Evolução dos indicadores de continuidade relacionados à qualidade do serviço 440
Figura 11-3 – Evolução do acesso ao cozimento limpo nos meios urbano e rural 442
Figura 11-4 – *Roadmap* de ações necessárias para a escalabilidade das alternativas de CCS/CCUS/BECCS, no Brasil, a fim de que contribuam, efetivamente, para o cumprimento da NDC nacional 452
Figura 11-5 – Distribuição geográfica de produção de material refinado para minerais chave em caso base 455
Figura 11-6 – Oferta de sucata de cobre pós-consumo até 2050, milhões de toneladas (Mt) 456
Figura 11-7 – Composição mineral da capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil (kt) 459
Figura 11-8 – Composição mineral associada às baterias veiculares no Brasil entre 2025 e 2035 por ano (kt) 460
Figura 12-1 – Oferta Interna de Energia per capita 464
Figura 12-2 – Oferta interna de energia por fonte no horizonte decenal 465
Figura 12-3 – Matriz energética brasileira 465
Figura 12-4 – Geração total de eletricidade por fonte no horizonte decenal 465
Figura 12-5 – Evolução da geração de energia elétrica 466

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 – Principais diferenças de premissas entre o cenário de referência e os alternativos 25
Tabela 2-1 – Indicadores: Consumo final de energia 32
Tabela 2-2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade 52
Tabela 2-3 – SIN e subsistemas: Carga de energia 53
Tabela 3-1 – Descrição dos critérios de suprimento de energia e potência 71
Tabela 3-2 – Resumo do contexto das tecnologias candidatas 85
Tabela 3-3 – Patamares de custos para modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas. 92
Tabela 3-4 – Estimativas de custos referentes a resposta da demanda para os setores industriais com e sem geração própria 92
Tabela 3-5 – Custo marginal de expansão médio no último quinquênio 98
Tabela 4-1 – Estimativa de emissões de GEE da carga requerida no período de 2028 a 2042 144
Tabela 4-2 – Cenário de referência: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – linhas de transmissão 167
Tabela 4-3 – Cenário de referência: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – transformação 167
Tabela 5-1 – Recursos e reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente) 195
Tabela 5-2 – Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente) 197
Tabela 5-3 – Blocos exploratórios disponíveis para o 3º Ciclo OPP 200
Tabela 5-4 – Resultado do 3º Ciclo da Oferta Permanente da Partilha 200
Tabela 5-5 – Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil 203
Tabela 6-1 – Refinarias nacionais em operação 222
Tabela 6-2 – Balanço nacional de petróleo e indicadores para petróleo e refino 226
Tabela 6-3 – Produção nacional de derivados de petróleo (mil m^3/d) 228
Tabela 7-1 – Investimentos previstos e indicativos 282
Tabela 8-1 – Investimentos previstos e indicativos (em bilhões de litros) 297
Tabela 8-2 – Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2025 e 2035 318
Tabela 8-3 – Custos de investimento anunciados de projetos de BECCS em operação 332
Tabela 9-1 – Brasil: Eficiência energética e recursos energéticos distribuídos 341
Tabela 9-2 – Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei nº 14.300 de 2022 360
Tabela 9-3 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD 361
Tabela 9-4 – Resumo dos resultados de projeção para a MMGD por região de 2025 a 2035 362
Tabela 9-5 – Composição do preço final de sistema de baterias de 3 MWh, com autonomia de 3 horas 369
Tabela 9-6 – Possibilidades de uso de baterias atrás do medidor (em azul) e modelos simulados pela EPE 370
Tabela 9-7 – Premissas da simulação de baterias 371
Tabela 9-8 – Premissas de cálculo da geração diesel 375
Tabela 10-1 – Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia 393
Tabela 10-2 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2035 406
Tabela 11-1 – Indicadores de continuidade relacionados à qualidade do serviço 439
Tabela 11-2 – Serviços energéticos classificados dentro da cesta básica e posse de equipamentos associados 441

Tabela 11-3 – Custos de projetos de diferentes rotas de CCS/CCUS/BECCS/DACCS ao redor do mundo 448
Tabela 12-1 – Indicadores: economia e energia 463
Tabela 12-2 – Evolução da Oferta Interna de Energia no horizonte decenal 464
Tabela 12-3 – Geração total de eletricidade 466
Tabela 12-4 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil 467
Tabela 12-5 – Monitoramento de indicadores de renovabilidade 467
Tabela 12-6 – Evolução da oferta de petróleo e derivados 468
Tabela 12-7 – Balanço de gás natural seco 469
Tabela 12-8 – Síntese da expansão prevista no PDE 2035 470
Tabela 12-9 – Síntese dos resultados 471
Tabela 12-10 – Síntese das estimativas de investimentos 472
Tabela 12-11 – Projeção da matriz energética nacional: Ano 2035 473

Referências Bibliográficas

Premissas Gerais

BRASIL. Lei 14.026, de 15 de julho de 2020. *Atualiza o marco legal do saneamento básico [...].* Brasília, DF: Presidência da República, 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/lei/l14026.htm.

_____. Decreto 11.632, de 11 de agosto de 2023. *Institui o Programa de Aceleração do Crescimento - Novo PAC [...].* Brasília, DF: Presidência da República, 2023. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2023/decreto/D11632.htm.

CNDI [Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial]. Resolução CNDI/MDIC 4, de 22 de janeiro de 2024. *Aprova o plano de ação da política de desenvolvimento industrial Nova Indústria Brasil para o período 2024 a 2026*. Brasília, DF: Presidência da República, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi/arquivos/18a-reuniao-cndi/resolucao_cndi_04_aprovacao_plano-de-acao_2023-01-22_12hs.pdf.

EPL [Empresa de Planejamento e Logística S.A.]. *Plano Nacional de Logística 2035***.** Brasília, 2021.

FGV [Fundação Getúlio Vargas]. *Indicadores anuais de produtividade total dos fatores.* Observatório da Produtividade, 2024. Disponível em https://ibre.fgv.br/observatorio-produtividade/temas/indicadores-anuais-de-produtividade-total-dos-fatores Acesso em: nov/2024.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. *World Economic Outlook, October 2024: Policy Pivots, Rising Threats***.** Washington, DC: October, 2024. Disponível em: https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2024/10/22/world-economic-outlook-october-2024 Acesso em: out/2024.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. *Contas Nacionais Trimestrais - 2º trimestre de 2024.* Brasília, 2024.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. *Projeções da população: notas metodológicas 01/2024 - Brasil e unidades da federação: revisão 2024***.** Rio de Janeiro: IBGE, 2024.

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. *Projeções do Agronegócio 2023-2024 a 2033-2034.* Brasília: 2024.

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, 2024. *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034: Demanda de Eletricidade.* Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/PDE%202034_Caderno_Demanda_Eletricidade_Publicacao.pdf

EPE, 2024. *Atlas da Eficiência Energética 2024***.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-de-eficiencia-energetica-brasil-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-brasilGellings, C. W., 2012. The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. 1 ed. Florida, CRC Press.EPE, 2025a. *Balanço Energético Nacional (ano-base 2024).* Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025

EPE, 2025b. HIDROGÊNIO E BIOMASSA Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia

Muller,G., Falcão, D. *A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term demand of electricity.* In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT-LA 2019)*, Gramado, RS, Brazil, 15–18 Sept. 2019.

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

Rocha, S. S.; Yukizaki, A. Y. G.; Junior, A. S.; Souza, D. J. T.; Rocha, F. A. Araújo, P. F. M. Silva, P. P. F. *Impactos da expansão de grandes projetos de data centers na demanda do Sistema Elétrico Brasileiro*. Revista Planejamento de Sistemas Elétricos - GPL/018 - da Conferência XXVIII SNPTEE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-458/topico-801/GPL-018.pdf

Geração Centralizada de Energia Elétrica

Instituto E+ Transição Energética (2024). *As crises de energia no Brasil: reflexões para um gerenciamento efetivo.* Relatório Resumo.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 4.5 – Programação diária da operação*

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Instruções de Operação – Controle da Geração (IO-CG.BR.01, Revisão 86).* Brasília: ONS, 2025.

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). *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração – Revisão Extraordinária dos Montantes de Garantia Física de Energia das UHEs Salto Osório, Salto Santiago e São Manoel.* Nota Técnica EPE-DEE-RE-008/2017. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração – Revisão Extraordinária dos Montantes de Garantia Física de Energia da UHE Governador Bento Munhoz da Costa Netto (Foz do Areia)*. Nota Técnica EPE-DEE-RE-048/2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

GLACHANT, Jean-Michel et al. *Regimes for granting the right to use hydropower in Europe*. 2015.

DUTRA, Joisa Campanher; JUNIOR, Mario Engler Pinto. *Concessões no setor elétrico brasileiro: evolução e perspectivas*. Digitaliza Conteudo, 2022.

NREL, 2025. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update*. Disponível em: https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf. Acesso em dezembro 2025 .

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 2025. *PORTARIA SNTEP/MME Nº 2.946, DE 20 DE MAIO DE 2025. Define os novos montantes de garantia física de energia da Usina Hidrelétrica de Jirau, estabelece condições para sua validade e eficácia e dispõe sobre casos específicos previstos em Memorando de Entendimento em matéria energética entre o Ministério de Minas e Energia e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia.* Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20252946sntep.pdf. Acesso em: 19 dez. 2025.

Transmissão de Energia Elétrica

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *EPE-DEE-RE-47/2011-rev2: Estudo da interligação Boa Vista–Manaus*. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *EPE-DEE-NT-023/2023-rev0: Identificação das localidades isoladas do Acre que podem apresentar benefícios econômicos com a interligação ao SIN*. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas: revisão bibliográfica*. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Transmissão e mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-852/topico-736/Transmiss%C3%A3o%20e%20Mudan%C3%A7as%20Clim%C3%A1ticas%202.pdf. Acesso em: 23 jan. 2026.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *EPE-DEE-RE-057/2024-rev0: Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

CIGRE - CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES. *Guidelines for life extension of existing HVDC systems (WG B4.54)*. Paris: CIGRE, 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *EPE-DEE-NT-099/2019-rev1 / ONS NT 0118/2019: Modernização do sistema CCAT de Itaipu – considerações quanto a aspectos eletroenergéticos e técnicos*. Rio de Janeiro: EPE; ONS, 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL 0062/2021: Avaliação dos investimentos prudentes para a licitação dos sistemas de transmissão Garabi I e II*. Rio de Janeiro: EPE; ONS, 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *EPE-DEE-RE-057/2024-rev0: Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

Produção de Petróleo e Gás Natural

Agência Eixos. *Marlim Leste tem contrato renovado até 2052*. Disponível em: Notícia - política energética | eixos. Rio de Janeiro: Agência Eixos, 2018.

Agência Petrobras. *Projeto de revitalização prevê reduzir em 60% emissões de carbono nos campos de Marlim e Voador, na Bacia de Campos (RJ)*. Disponível em: Sustentabilidade | Agência Petrobras. Rio de Janeiro: Agência Petrobras, 2022.

Agência Petrobras. *Petrobras lança Plano de Negócios 2025-2029 com investimentos de US$ 111 bilhões.* Disponível em: Plano de Negócios 2025-2029. Rio de Janeiro: Agência Petrobras, 2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Plano de Desenvolvimento aprovado em reunião de diretoria nº 827 de 09/12/2015 - Resolução nº 1001/2015. Marlim*. Disponível em: PD – Marlim. Rio de Janeiro: ANP, 2016.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Resolução ANP nº 806, de 17 de janeiro de 2020. Regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural.Disponível em: Resolução nº 806/2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. 2021. Bacia da Foz do Amazonas - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/foz-amazonas.pdf

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: Anuário 2024. Rio de Janeiro: ANP, 2024.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. Disponível em: Painel de emissões ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2024a.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Regulamentação técnica de PD&I*. Disponível em: Regulamentação PD&I ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2024b.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. *Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: Painel de produção ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2025.

Bloomberg. *Petrobras quer expandir campo de Tupi e revigorar produção do pré-sal*. Disponível em: Bloomberg Línea | Negócios. Nova Iorque: Bloomberg, 2024.

BP. *Energy Outlook*. Disponível em: bp Energy Outlook. Londres: BP, 2024.

Brasil. CNPE [Conselho Nacional de Política Energética]. Resolução nº 8, de 26 de agosto de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 3 set. 2024, edição 170, Seção 1, p. 8. Disponível em: RCNPE 8/2024 - DOU - Imprensa Nacional. Brasília: Brasil, 2024a.

Brasil. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 3 set. 2024, edição 170, Seção 1, p. 8. Disponível em: L14993 - DOU - Imprensa Nacional. Brasília: Brasil, 2024b.

Comunica Espírito Santo. Navio-plataforma Maria Quitéria entra em operação no campo de Jubarte. Disponível em: FPSO Maria Quitéria | Comunica Espirito Santo | Petrobras. Espírito Santo: Comunica Espírito Santo, 2024a.

Comunica Espírito Santo. Plataforma FPSO Capixaba está a caminho da Dinamarca, após desativação. Disponível em: FPSO Capixaba | Comunica Espirito Santo | Petrobras. Espírito Santo: Comunica Espírito Santo, 2024b.

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shae Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Washington, DC: U.S. Department of Energy, p. 6-7.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Disponível em: ZNMT 2011-2013. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

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.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. *Estimativa Volumétrica da Bacia da Foz do Amazonas - Play Limoeiro*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-846/AP-EPE-DPG-SPG_16-2024-Volumetria%20da%20FZA_publica%201.pdf, Rio de Janeiro: EPE, 2024.

Equinor. Bacalhau: Liderando o caminho para a energia de baixo carbono na região do pré-sal. Disponível em: Bacalhau - equinor.com.br. Stavanger: Equinor, 2025a.

Equinor. Raia: um dos principais projetos de gás natural no Brasil. Disponível em: Raia - equinor.com.br. Stavanger: Equinor, 2025b.

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.

O Globo. Petrobras quer turbinar campo gigante de Tupi, que produz mais petróleo do que a Venezuela. Disponível em: Petrobras quer turbinar campo gigante de Tupi [...] | O Globo. Rio de Janeiro: O Globo, 2024.

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.

MCTI [Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação]. *Relatório de Referência, Setor Energia, Emissões Fugitivas de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural do Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa*. Elaborado pela Petrobras e Centro de Estudos Integrados Sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas, Centro Clima/COPPE/UFRJ. Brasília: MCTI, 2015.

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.

Petrobras. *Relatório de Produção e Vendas 4T24*. Disponível em: Petrobras | Relatório 4T24. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024.

S&P Global. *Energy Portal - Vantage database*. Último acesso em: 23/05/2025. Nova Iorque: S&P Global, 2025.

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.

Zalán, P. V. et al. 2021. Nota Técnica Sobre a Margem Equatorial Brasileira – Um Novo Pré-sal no Arco Norte do Território Brasileiro? Disponível em: https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf

Abastecimento de Derivados de Petróleo

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *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.* ANP, 2020. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-807-2020. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *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.* ANP, 2021. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-856-2021. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *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*. ANP, 2022. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-905-2022. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *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. ANP, 2022.* Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-903-2022. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Resolução ANP nº 899, de 18 de novembro de 2022. Dispõe sobre as especificações dos óleos combustíveis e do óleo combustível em turbinas geradoras de energia elétrica, de origem nacional ou importada, e suas regras de comercialização em todo o território nacional.* ANP, 2022. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-899-2022. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *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*. ANP, 2024. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-968-2024. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *ANP cria grupo de trabalho para descontinuidade do diesel S500 e do S1800 de uso não rodoviário*. 2 ago. 2024. ANP, 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: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Autorizações para refino de petróleo*. ANP, 2025. 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: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *ANP faz estudo sobre descontinuidade dos óleos diesel S500 e S1800*. 8 set. 2025. ANP, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-faz-estudo-sobre-descontinuidade-dos-oleos-diesel-s500-e-s1800. Acesso em: 30 mar. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Consulta e Audiência Públicas nº 04/2025*. ANP, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-e-audiencia-publicas-no-04-2025. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Consulta e Audiência Públicas nº 07/2025*. ANP, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-e-audiencia-publicas-no-07-2025. Acesso em: 19 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Painel Dinâmico dos Produtores de Derivados de Petróleo*. ANP, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-dos-produtores-de-derivados-de-petroleo. Acesso em: 20 ago. 2025.

AINVEST. *Global Diesel Shortage: A Race Against Time to Refill Stockpiles Amid Refinery Maintenance and Hurricanes*. AInvest, August 7, 2025. Disponível em: https://www.ainvest.com/news/global-diesel-shortage-race-time-refill-stockpiles-refinery-maintenance-hurricanes-2508/. Acesso em: 18. Ago. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Resolução CNPE nº 9, de 25 de junho de 2025. Dispõe sobre a mistura obrigatória do etanol anidro à gasolina comercializada em todo o território nacional.* Brasília: CNPE, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/ResoluoCNPE9publicada.pdf. Acesso em: 19 ago. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Resolução CNPE nº 8, de 25 de junho de 2025. Fixa o teor obrigatório de biodiesel no diesel comercial em atendimento à Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014.* Brasília: CNPE, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/RetifeResCNPE82025.pdf. Acesso em: 19 ago. 2025.

DORIAN, K. *The Vanishing Giants: Why New Oil Discoveries Are Making Headlines*. MEES Insights, 6 August 2025. Disponível em: https://www.mees.com/. Acesso em: 18.ago. 2025.

ENERGY INSTITUTE. *2025 Statistical Review of World Energy*. 74. ed. London: Energy Institute, 2025. ISBN 978 1 78725 474 9. ISSN 2976-7857. Disponível em: https://www.energyinst.org/statistical-review. Acesso em: 19 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Experiências internacionais em modelos do abastecimento de derivados de petróleo*. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2020-05. Rio de Janeiro: EPE, 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: 19 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Estudos prospectivos sobre oferta, demanda, investimentos e o abastecimento de GLP no Brasil*. Nota Técnica EPE/DPG-DEA/2022-01. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-Estudos-prospectivos-sobre-oferta-demanda-investimentos-e-o-abastecimento-de-GLP-no-Brasil.aspx. Acesso em: 20 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional 2025: Ano base 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025. Acesso em: 20 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Indicativo de Oleodutos – Análise econômica das propostas de traçados*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-oleodutos-pio-. Acesso em: 20 ago. 2025.

GRUPO EDSON QUEIROZ. *Grupo Edson Queiroz, Oiltanking Logística Brasil do grupo OTAMERICA, e Copa Energia formalizam joint venture para desenvolvimento de terminal de tancagem de GLP em Suape*. 23 jul. 2024. GEQ, 2024. Disponível em: https://www.geq.com.br/novidades/lancamentos/grupo-edson-queiroz-oiltanking-logistica-brasil-do-grupo-otamerica-e-copa-energia-formalizam-joint-venture-para-desenvolvimento-de-terminal-de-tancagem-de-glp-em-suape/. Acesso em: 20 ago. 2025.

HARVEY, R.; GHADDAR, A.; DAREEN, S. *Why the oil market is tight despite big OPEC+ output hikes*. Reuters Business Energy, August 7, 2025. Disponível em: https://www.reuters.com/business/energy/why-oil-market-is-tight-despite-big-opec-output-hikes-2025-08-07/. Acesso em: 18 ago. 2025.

HE, D. *Overcoming logistical pressures in Russia-India crude trade*. Vortexa, August 13, 2025. Disponível em: https://www.vortexa.com/insights/russia-india-crude-vessel-supply. Acesso em 18 ago. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Oil Market Report – July 2025*. IEA Reports, July 2025. Disponível em: https://www.iea.org/reports/oil-market-report-july-2025. Acesso em: 18 ago. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY FORUM. *Monthly Comparative Analysis*. IEF Comparative Analysis of Monthly Reports on the Oil Market, August 2025. Disponível em: https://www.ief.org/data/comparative-analysis. Acesso em: 18 ago. 2025.

LAWRENCE, R. *"Reciprocal" tariffs: What are they really for?* Peterson Institute for International Economics, Policy Brief 25-6, August 2025. Disponível em: https://www.piie.com/publications/policy-briefs/2025/reciprocal-tariffs-what-are-they-really? Acesso em: 18 ago. 2025.

LONGLEY, A.; LUA, N.; RISSER, N. *Oil Traders Race Against Time to Solve Global Diesel Crunch*. Bloomberg, Yahoo!Finance, August 7, 2025. Disponível em:

https://finance.yahoo.com/news/oil-traders-race-against-time-080000161.html. Acesso em: 18 ago. 2025.

LU, M.; WINTER-LEVY, S. *The Other AI Race: An Export Promotion Strategy for the Global South*. Carnegie Endowment for International Peace, Article published on July 21, 2025. Disponível em: https://carnegieendowment.org/research/2025/07/the-other-ai-race-an-export-promotion-strategy-for-the-global-south. Acesso em: 18 ago. 2025.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. *OPEC Monthly Oil Market Report*. OPEC, Austria, August 12, 2025. Disponível em: https://momr.opec.org/pdf-download/. Acesso em: 18 ago. 2025.

PETROBRAS. *Petrobras assina contratos para a retomada da construção do Trem 2 da RNEST*. 16 jun. 2025a. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025. Disponível em: https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-assina-contratos-para-a-retomada-da-construcao-do-trem-2-da-rnest. Acesso em: 19 ago. 2025.

PETROBRAS. *Petrobras informa sobre investimentos em refino e petroquímica no Rio de Janeiro*. 3 jul. 2025b. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025. Disponível em: https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-informa-sobre-investimentos-em-refino-e-petroquimica-no-rio-de-janeiro. Acesso em: 19 ago. 2025.

PETROBRAS. *Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024. Disponível em: https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia. Acesso em: 19 ago. 2025.

PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS. *Projetos.* PPI*: 2025*. Disponível em: https://ppi.gov.br/projetos/. Acesso em: 19 ago. 2025.

REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE. *Riograndense avança no projeto da Biorrefinaria*. 25 fev. 2025. Rio Grande: RPR, 2025. Disponível em: https://www.refinariariograndense.com.br/site/Pages/refinaria/noticias/noticia_detalhe.aspx . Acesso em: 19 ago. 2025.

SENGUPTA, S.; MITROVA, T.; FISHMAN, E.; NEPHEW, R. *Q&A: Why India Is Being Targeted with Russian Oil Import Tariffs, and What It Will Mean for Markets*. Center on Global Energy Policy. Columbia SIPA, Energy Markets, August 15, 2025. Disponível em: https://www.energypolicy.columbia.edu/qa-why-india-is-being-targeted-with-russian-oil-import-tariffs-and-what-it-will-mean-for-markets/. Acesso em: 18 ago. 2025.

SHARMA, R.; CHEONG, S.; SU, S. *India´s State Refiners Buy Oil Elsewhere After Russia Pause*. Bloomberg, Markets. August 7, 2025. Disponível em: https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-08-07/india-s-state-refiners-pause-russia-oil-buys-as-us-adds-pressure. Acesso em 18 ago. 2025.

SKJAEVELAND, A.; SELVARAJU, K. *Fewer refineries, greater capacity: Middle East and Asia lead the charge*. Rystad Energy, 11 August 2025. Disponível em: https://www.rystadenergy.com/news/fewer-refineries-greater-capacity-middle-east-asia-lead-charge. Acesso em: 18 ago. 2025.

UL-HAK, e.; HICKIN, P. *OPEC+ off-target in July*. Petroleum Economist, Opec Markets, 08 August, 2025. Disponível em: https://www.pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/trading-markets/2025/opec-off-target-in-july/. Acesso em 18 ago. 2025.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. *OIES Oil Monthly – Issue 46*. The Oxford Institute for Energy Studies, July 2025. Disponível em:

https://www.oxfordenergy.org/publications/oies-oil-monthly-issue-46/. Acesso em: 18 ago. 2025.

ULTRAPAR. Comunicado ao mercado: aprovação pelo CADE para a construção de terminal portuário de GLP. 22 ago. 2025. São Paulo: Ultrapar, 2025. Disponível em: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/4282e939-a6dc-401d-a873-e3c28b7e48df/f241b49a-cc94-01b1-0988-cef80a2a774a?origin=1. Acesso em: 25 ago. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *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: 18 ago. 2025.

Gás Natural

ABEGÁS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, (2024a). *Terminal de Suape firma compromisso com a TAG para conexão à malha de gás*. Publicado em: 05 ago. 2024. Disponível em: < https://www.abegas.org.br/arquivos/91093>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024b). *TAG negocia com Petrobras conexão de Sergipe Águas Profundas à malha de gás*. Publicado em: 03 mar. 2024. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/90409>. Acesso em: 24 jun. 2025.

_____. _____, (2025a). *EPE libera nova aprovação técnica para atender o Projeto Raia, que pode atender 15% da demanda de gás do País*. Publicado em: 10 jun. 2025. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/95951>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025b). *Terminal de Suape fecha acordo internacional para afretamento de navio*. Publicado em: 19 mai. 2025. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/95583>. Acesso em: 02 set. 2025.

AGÊNCIA EIXOS, (2023). *Como acordo entre Petrobras e Bolívia afeta dinâmica do mercado de gás*. Publicado em: 21 dez. 2023. Disponível em: <https://eixos.com.br/empresas/como-acordo-entre-petrobras-e-bolivia-afeta-dinamica-do-mercado-de-gas/>. Acesso em: 19 set. 2025.

AGÊNCIA GOV., (2024) *Inaugurado primeiro terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) do estado do Pará*. 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 19 set. 2025.

_____. _____, (2025). *Petrobras e empresa nacional fecham acordo para escoar gás natural da Bacia de Campos*. Publicado em: 02 jan. 2025. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202501/petrobras-e-prio-concluem-negociacoes-para-acesso-ao-sistema-de-escoamento-e-processamento-de-gas-natural-na-bacia-de-campos>. Acesso em: 08 mai. 2025.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2012). AUTORIZAÇÃO Nº 609, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2012. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-609-2012->. Acesso em 19 set. 2025.

_____. _____, (2021a). AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 360, DE 21 DE JUNHO DE 2021- DOU DE 22.06.2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-360-2021-?origin=instituicao>. Acesso em 19 set. 2025.

_____. _____, (2021b). AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 798, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2021 - DOU DE 15.12.2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-798-2021-?origin=instituicao>. Acesso em 19 set. 2025.

_____. _____, (2023). AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 988, DE 28 DE DEZEMBRO DE 2023 - DOU D 29-12-2023. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-988-2023-?origin=instituicao>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024a). AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 615, DE 30 DE SETEMBRO DE 2024 - DOU DE 01-10-2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-615-2024-?origin=instituicao>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024b). AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 442, DE 30 DE JULHO DE 2024 - DOU DE 31-07-2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-442-2024?origin=instituicao&q=442%202024>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024c). Autorização SIM-ANP Nº 268, de 9 de maio de 2024 - DOU D 10-05-2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-268-2024-?origin=instituicao>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025a). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em: 15 set. 2025.

_____. _____, (2025b). *Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural – Produção* no Período. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTIxIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025c). Nota técnica da NTS "Justificativa de Investimento - Estação de Compressão Japeri". Consulta Pública nº 08/2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025d). Nota Técnica – Proposta Tarifária Rev1 – TAG. Consulta Pública nº 08/2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>. Acesso em: 19 set. 2025.

BAHIAGÁS, (2025). *Plano de Expansão*. Disponível em: <https://bahiagas.com.br/bahiagas/plano-de-expansao>. Acesso em: 05 mai. 2025.

COMMIT. Compass Infraestrutura. 2025. Disponível em: <https://www.commitgas.com/sobre-a-commit/compass-infraestrutura/>. Acesso em 24 set. 2025.

CPG. CLICK PETRÓLEO E GÁS, (2024). *Bahia vai receber investimento de quase R$ 350 milhões para construção de nova Unidade de Processamento de Gás Natural.* Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/petroreconcavo-surpreende-o-mercado-com-mega-investimento-de-340-milhoes>. Acesso em: 19 set. 2025.

DIÁRIO DE PERNAMBUCO, (2025). *OnCorp vai ampliar oferta de gás natural no Nordeste por Suape*. Junho, 2025. Disponível em: <https://www.diariodepernambuco.com.br/economia/2025/05/3893755-oncorp-vai-

ampliar-oferta-de-gas-natural-no-nordeste-pelo-porto-de-suape.html >. Acesso em: 24 set. 2025.

DOU. DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, (2024). Autorização SIM-ANP nº 614, de 27 de setembro de 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-614-de-27-de-setembro-de-2024-587284478>. Acesso em: 10 jul. 2025.

_____. _____, (2025a). Autorização ANP nº 376, de 2 de julho de 2025. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/autorizacao-anp-n-376-de-2-de-julho-de-2025-639644798>. Acesso em: 10 jul. 2025.

_____. _____, (2025b). Autorização SIM-ANP nº 42, de 27 de janeiro de 2025. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-42-de-27-de-janeiro-de-2025-609201717>. Acesso em: 10 jul. 2025.

_____. _____, (2025c). Comissão Nacional de Segurança Pública nos Portos, Terminais e Vias Navegáveis Deliberação nº 1.197, de 23 de julho de 2025. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/deliberacao-n-1.197-de-23-de-julho-de-2025-646727470>. Acesso em: 15 set. 2025.

EIA. U.S. Energy Information Administration, (2025a). Henry Hub Natural Gas Spot Price. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdD.htm>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025b). *Annual Energy Outlook 2025*. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. Acesso em: 24 set. 2025.

_____. _____, (2025c). *Short-Term Energy Outlook: STEO* June 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em: 24 set. 2025.

ENEVA, (2025). *Eneva aumenta a produção de GNL no Complexo Parnaíba, em parceria com a empresa chinesa Furui*. Disponível em: <https://eneva.com.br/noticias/eneva-aumenta-a-producao-de-gnl-no-complexo-parnaiba-em-parceria-com-a-empresa-chinesa-furui/>. Acesso em: 16 set. 2025.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2016). *Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf?lang=en>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2019a). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2019*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2019b). *Plano Indicativo de Processamento e Escoamento – PIPE 2019*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2019>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2020a). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2020*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2020b). *Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil*. 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: 19 set. 2025.

_____. _____, (2020c). *Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil*. 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: 19 set. 2025.

_____. _____, (2021a). *Plano Indicativo de Processamento e Escoamento – PIPE 2021*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>. Acesso em 19 set. 2025.

_____. _____, (2021b). *Plano Indicativo de Terminais de Regaseificação – PITER 2021*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-terminais-de-gnl-piter->. Acesso em 19 set. 2025.

_____. _____, (2022). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2022*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2022>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024a). *Projeções de Preços de Gás Natural no Brasil* – Atualização Metodológica. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-725/NT%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20de%20pre%C3%A7os%20de%20g%C3%A1s%20natural%20no%20Brasil_EPE-DPG-SPG-03-2024.pdf>. Acesso em: 15 set. 2025.

_____. _____, (2024b). *Sistema de Informações do Setor de Gás Natural – INFOGÁS*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/acesso-restrito/sistema-infogas>. Acesso em: 10 mar. 2025.

_____. _____, (2024c). *Plano Indicativo de Processamento e Escoamento – PIPE 2023*. 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 19 set. 2025.

_____. _____, (2025). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2024*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>. Acesso em: 15 ago. 2025.

EQUINOR, (2025). *Raia: um dos principais projetos de gás natural no Brasil.* Disponível em: <https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural/raia>. Acesso em: 10 jul. 2025.

GÁS DO PARÁ, (2024). *Relatório do auditor independente – Demonstrações contábeis*. Disponível em: <https://gasdopara.com.br/wlib/ckfinder/userfiles/files/ANEXO%20III%20-%20Demonstra%C3%A7%C3%B5es%20Cont%C3%A1beis%20-%20Relat%C3%B3rio%20Auditores%20Independentes.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2025.

GIE. Gas Infrastructure Europe, (2025). *Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI)*. Storage Historical Data. Disponível em: <https://agsi.gie.eu/>. Acesso em: 24 ago. 2025.

HYDRO, (2024). *Hydro recebe representantes do Governo do Estado na Estação de Distribuição de Gás Natural da Alunorte.* Publicado em: 14 ago. 2024. Disponível em: <https://www.hydro.com/br/br/imprensa/noticias/2024/hydro-recebe-representantes-do-

governo-do-estado-na-estacao-de-distribuicao-de-gas-natural-da-alunorte/#:~:text=A%20Alunorte%20tem%20um%20consumo,de%20%C3%B3leo%20combust%C3%ADvel%20por%20ano>. Acesso em: 20 fev. 2025.

ICE, (2025). ICE Endex. *Dutch TTF Natural Gas Futures*. Disponível em: <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5439161&span=1>. Acesso em: 19 set. 2025.

IEA. International Energy Agency, (2025). *Gas Market Report, Q3-2025*. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/119378b2-8d56-49c7-9907-9ee7a516fddd/GasMarketReport-Q32025.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2025.

IGU. The International Gas Union, (2025). 2025 *World LNG Report*. Disponível em: <2025 World LNG Report | International Gas Union>. Acesso em: 19 set. 2025.

JOGMEC. Japan Organization for Metals and Energy Security, (2025). *Natural gas and LNG related information*. Disponível em: <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/nglng_en/index.html>. Acesso em: 19 set. 2025.

KPS. KARPOWERSHIP, (2024). *Porto de Itaguaí realiza primeira operação de transferência de gás entre navios atracados a contrabordo*. Disponível em: <https://karpowershipbrasil.com.br/porto-de-itaguai-realiza-primeira-operacao-de-transferencia-de-gas-entre-navios-atracados-a-contrabordo/>. Acesso em: 10 abr. 2025.

MME. Ministério de Minas e Energia, (2023). *Presidente Lula e ministro Alexandre Silveira assinam decreto do Gás para Empregar*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/presidente-lula-e-ministro-alexandre-silveira-assinam-decreto-do-gas-para-empregar>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024a). *Anexo 3 - Homologação Datas de Tendência Geração Reunião de Maio de 2024* - 292ª Reunião do CMSE Ordinária (05-06-2024). 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: 15 jul. 2025.

_____. _____, (2024b). *Alexandre Silveira assina Memorando de Entendimento com a Argentina para viabilizar a exportação de gás natural para o Brasil*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-assina-memorando-de-entendimento-com-a-argentina-para-viabilizar-a-exportacao-de-gas-natural-para-o-brasil>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025a). *Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/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: 15 set. 2025.

_____. _____, (2025b). *Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2025>. Publicado em: 21 mai. 2025. Acesso em: 20 jun. 2025.

_____. _____, (2025c). *Rota 3 atinge 100% de operação e reforça segurança energética do Brasil*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/rota-3-atinge-100-de-operacao-e-reforca-seguranca-energetica-do-brasil>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025d). *Alexandre Silveira recebe Secretária de Energia da Argentina para ampliar cooperação bilateral no setor de gás natural*. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-recebe-secretaria-de-energia-da-argentina-para-ampliar-cooperacao-bilateral-no-setor-de-gas-natural>. Acesso em: 19 set. 2025.

NFE. New Fortress Energy, (2024). *New Fortress Energy Places Terminal Gas Sul LNG Terminal in Santa Catarina, Brazil into Operation*. Publicado em: 01 mar. 2024. Disponível em: < https://ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/new-fortress-energy-places-terminal-gas-sul-lng-terminal-santa>. Acesso em: 19 set. 2025.

NTS. Nova Transportadora Associada de Gás, (2024). DFP. *Demonstrações financeiras Padronizadas*. Dezembro, 2024. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/ea6d235f-ebee-4bf5-82bc-6bc5698718c1/66817dcc-939c-e350-e412-d7385e4f7aa2?origin=1/>. Acesso em 19 set. 2025.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2023). *Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP). Sergipe Oil & Gas 2023*. Disponível em: <http://sergipeoilgas.com.br/wp-content/uploads/2023/08/PETROBRAS-Projeto-Sergipe-Aguas-Profundas-SEAP-Mariana-Cavassin-Paes.pdf>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2024a). *Petrobras inicia contratação de plataformas do projeto Sergipe Águas Profundas*. Publicado em: 30 nov. 2024. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-inicia-contratacao-de-plataformas-do-projeto-sergipe-aguas-profundas>. Acesso em: 15 ago. 2025.

_____. _____, (2024b). *Petrobras assina novo aditivo com boliviana YPFB. Publicado em: 16 fev. 2024. Disponível em*: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-assina-novo-aditivo-com-boliviana-ypfb>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025a). *Plano Estratégico 2050. Plano de Negócios PETROBRAS 2025-2029*. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c9eecc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025b). *Petrobras dobra capacidade de processamento na UPGN do Complexo de Energias Boaventura*. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-dobra-capacidade-de-processamento-na-upgn-do-complexo-de-energias-boaventura>. Acesso em: 01 ago. 2025.

_____. _____, (2025c). *Petrobras e Braskem assinam acordo para estudos de captura e armazenamento de carbono na Bahia*. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/regionais/petrobras-e-braskem-assinam-acordo-para-estudos-de-captura-e-armazenamento-de-carbono-na-bahia>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025d). *Petrobras produz primeiro lote de ARLA 32 na Ansa, em Araucária (PR)*. Publicado em: 10 jun. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-produz-primeiro-lote-de-arla-32-na-ansa-em-araucaria-pr->. Acesso em: 10 jul. 2025.

_____. _____, (2025d). *Petrobras e Braskem assinam acordo para estudos de captura e armazenamento de carbono na Bahia*. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/regionais/petrobras-e-braskem-assinam-acordo-para-estudos-de-captura-e-armazenamento-de-carbono-na-bahia>. Acesso em: 01 ago. 2025.

PETRORECONCAVO, (2024). *PetroReconcavo anuncia investimento de mais de R$ 340 milhões em construção de nova unidade de processamento de gás natural na Bahia*. Publicado em: 04 nov. 2024. Disponível em: <https://www.petroreconcavo.com.br/show.aspx?idMateria=whU1EPxri54lhGSMaOPdpQ==>. Acesso em: 10 abr. 2025.

_____. _____, (2025). *PetroReconcavo adquire ativos de midstream de gás natural da Brava Energia no Rio Grande do Norte*. Publicado em: 01 ago. 2025. Disponível em: <https://www.petroreconcavo.com.br/show.aspx?idMateria=whU1EPxri54lhGSMaOPdpQ==>. Acesso em: 12 ago. 2025.

S&P Global, (2025). *Price Assessments*. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments>. Acesso em: 19 set. 2025.

TAG. TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS, (2024). *TAG e Origem Energia anunciam acordo para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil*. Publicado em: 28 mar. 2024. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/tag-e-origem-energia-anunciam-acordo-para-desenvolvimento-do-primeiro-projeto-de-estocagem-de-gas-natural-no-brasil/>. Acesso em: 19 set. 2025.

_____. _____, (2025a). *TAG e NTS recebem autorização para operar interconexão estratégica para o país, entre suas malhas de gasodutos no Rio de Janeiro*. Publicado em: 09 jan. 2025. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/tag-e-nts-recebem-autorizacao-para-operar-interconexao-estrategica-para-o-pais-entre-suas-malhas-de-gasodutos-no-rio-de-janeiro/>. Acesso em: 10 abr. 2025.

_____. _____, (2025b). *Gestão Operacional*. Disponível em: <https://ntag.com.br/atividades/gestao-operacional>. Acesso em: 19 set. 2025.

Oferta de Biocombustíveis

ABIOVE. (2025). *Estatísticas*. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais, São Paulo. Acesso em: 25 de junho de 2025. Disponível em: www.abiove.org.br/estatisticas.

ACELEN. (2024). *Acelen Renováveis*. Acesso em: 10 de abril de 2024. Disponível em: https://www.acelenrenovaveis.com.br/sobre/acelen-renovaveis/negocios/.

AGROLINK. (2024). *Brasil inova com usina de etanol de trigo*. Acesso em 07 de julho de 2025. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/noticias/brasil-inova-com-usina-de-etanol-de-trigo_493845.html.

AGROLINK. (2025). *Produção de etanol a partir do sorgo avança*. Acesso em 07 de julho de 2025. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/noticias/producao-de-etanol-a-partir-do-sorgo-avanca_501771.html.

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. (2025). *Geração Distribuída*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 27 de junho de 2025. 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. (2025a). *Painel Dinâmico de Produtores de Etanol*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em: 11 de julho de 2025. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmRhZWU2NDUtZWE2Yi00NzI5LWJjMGQtNjIwNjE0MjM0MjEzIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9.

ANP. (2025b). *RenovaBio*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 11 de julho de 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio.

ANP. (2025c). *Dados Estatísticos*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 04 de junho de 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos.

ANP. (2025d). *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.

BNDES. (2025). *Notícias*. Acesso em: 23 de maio de 2025. Disponível em: BNDES - O banco nacional do desenvolvimento.

BRASIL. (1977). *Decreto nº 80.762, de 18 de novembro de 1977*. Consolida as disposições sobre o Programa Nacional do Álcool 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). Lei nº 14.248, de 25 de novembro de 2021. 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. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 26 nov. 2021. Acesso em: 25 jun. 2025. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14248.htm>.

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). Lei nº 14.993, de 08 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. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em: 25 de junho de 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm

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.grupobbf.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

CARVALHO et al. (2021). F. Carvalho, E. Muller-Casseres, M. Poggio, T. Nogueira, C. Fonte, H. Ken Wei, J. Portugal-Pereira, P. R.R. Rochedo, A. Szklo e R. Schaeffer. *Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil*. Journal of Cleaner Production, vol. 326, 1 dezembro 2021.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-do-futuro.

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 n° 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 n° 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

ECO ENGINEERS; RED TRAIL ENERGY. (2024). *Project Spotlight: Red Trail Energy.* Acesso em 04 de julho de 2025. Disponível em: https://www.ecoengineers.us/wp-content/uploads/2024/03/EcoEngineers-Red-Tail-Case-Study-Website.pdf

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

EMBRAPA. (2025). *Capim Elefante BRS Capiaçu*. Acesso em: 27 de abril de 2025. Disponível em: https://www.embrapa.br/busca-de-solucoes-tecnologicas/-/produto-servico/3745/capim-elefante---brs-capiacu

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. (2024). *Caderno - Roadmap do Transporte Aquaviário*. 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/caderno-roadmap-do-transporte-aquaviario

EPE. (2025a). *Nota Técnica Hidrogênio e Biomassa: Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia*. 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/hidrogenio-e-biomassa-oportunidades-para-producao-e-uso-de-hidrogenio-em-sistemas-de-bioenergia

EPE. (2025b). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis 2025 – Ano Base 2024*. 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

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

EUROPEAN COMMISSION, 2022. *European Commission - Energy – Transport*. European Commission, 06 de setembro de 2022. Acesso em: 08 de julho de 2025. Disponível em: https://ec.europa.eu/research-and-innovation/en/horizon-magazine/emissions-free-sailing-full-steam-ahead-ocean-going-shipping.

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

FGV. (2025). *FGV Dados*. Fundação Getúlio Vargas. Acesso em: 28 de maio de 2025. Disponível em: FGV Dados | IBRE.

FORBES. (2025). *Grupo Ultrapar investe R$200 milhões para escoar etanol de milho mais rapidamente.* Acesso em: 15 de julho de 2025. Disponível em: Grupo Ultrapar Investe R$ 200 Milhões para Escoar Etanol de Milho Mais Rapidamente.

FS, GREEN AGROFLORESTAL. (2024). *Estudo de Impacto Ambiental Volume I - Caracterização do Empreendimento. Projeto BECCS Sistema de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCS - Carbon Capture and Storage).*

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

GOV.BR. (2025a). *Resolução nº 1, de 18 de fevereiro de 2025*. MME, Brasília. Acesso em: 07 de julho de 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/Resolucao_CNPE_1pp.pdf

GOV.BR. (2025b). *Estudo lançado pelo MDIC oferece raio X de biorrefinarias no Brasil*. MDIC, Brasília. Acesso em: 07 de julho de 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2025/marco/estudo-lancado-pelo-mdic-oferece-raio-x-de-biorrefinarias-no-brasil

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/

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

IBGE. (2025). *IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.* Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Acesso em: 22 de maio de 2025. Disponível em: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo | IBGE.

ICAO. (2024). *CORSIA Default Lide 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. (2021) Is carbon capture too expensive?. International Energy Agency. Adam Baylin-Stern and Niels Berghout. Acesso em: 04 de julho de 2025. Disponível em: https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive

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

IEA. (2025). *CCUS Projects Database*. International Energy Agency. Acesso em: 04 de julho de 2025. Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database

IMEA. (2017). *Clusters de etanol de milho em Mato Grosso*. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá.

IMO. (2025). Marine Environment Protection Committee (MEPC 83), 7 to 11 April 2025. International Maritime Organization. Acesso em: 08 de julho de 2025. Disponível em: https://www.imo.org/en/mediacentre/meetingsummaries/pages/mepc-83rd-session.aspx

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. (2005). *Carbon dioxide capture and storage*. Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos e Leo Meyer. Cambridge University Press. Acesso em 03 de julho de 2025. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/

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. (2025). *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

MIT (2016). *Illinois industrial carbon and storage (IL-CCS) Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project.* Massachusetts Institute of Technology – Carbon Capture & Sequestration Technologies. Acesso em 04 de julho de 2025. Disponível em: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/illinois_industrial_ccs.html.

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-biocombustiveis/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. (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: 4c9eecc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82

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/

SHELL. (2025). *Brave* . Acesso em: 07 de julho de 2025. Disponível em: https://www.shell.com.br/energia-e-inovacao/pesquisa-e-desenvolvimento/brave.htmlSINNOT & TOWLER. (2020). *Costing and Project Evaluation*. IN: Chemical Engineering Design, pp. 275-369. Acesso em: 01 de julho de 2025. Disponível em: Chemical Engineering Design | ScienceDirect.

TIMES BRASIL. (2025). *Vibra e Svitzer lançam projeto piloto de descarbonização no setor marítimo com uso de biodiesel*. Acesso em 08 julho de 2025. Disponível em : https://timesbrasil.com.br/empresas-e-negocios/esg/vibra-e-svitzer-lancam-projeto-piloto-de-descarbonizacao-no-setor-maritimo-com-uso-de-biodiesel/

TIMES OF INDIA. (2021). *Govt paving way for entry of E-20 vehicles in 5 years*. The Times of India, Gurughan, 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

VELEV, Vasil. (2024). *Bank of America Makes Sizeable $205M Investment In North Dakota Carbon Capture Project*. Carbon Herald. Acesso em 07 de julho de 2024. Disponível em: https://carbonherald.com/bank-of-america-makes-sizeable-205m-investment-in-north-dakota-carbon-capture-project/

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

ABSAE, 2024. *Contribuição para Consulta Pública n. 179 de 11 de dezembro de 2024 para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035*. Dezembro de 2024.

ANEEL, 2022. Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração. *Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL – Consolidação das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 011/2020 destinada à obtenção de subsídios para elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no Sistema Interligado Nacional (SIN)*. Brasília, DF. 29 nov. 2022.

ANP. *Sistema de Levantamento de Preços*. Disponível em preco.anp.gov.br, acesso em julho de 2023.

ANP. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás natural*. Disponível: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/arquivos-bmppgn/2024/dezembro.pdf. Dezembro 2024.

BloombergNEF, 2024. *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to $115 per Kilowatt-Hour*. December 10, 2024.

BloombergNEF, 2025. *Brazil Transition Factbook*. Abril de 2025.

CARROLL, David. *Bateria comunitária absorve excesso de energia solar no telhado em subúrbio australiano*. PV Magazine Brasil. 22 de janeiro de 2025a. Disponível em: https://www.pv-magazine-brasil.com/2025/01/22/bateria-comunitaria-absorve-excesso-de-energia-solar-no-telhado-em-suburbio-australiano/

CARROLL, David. *National household batteries rebate scheme set to happen*. PV Magazine Brasil. 6 de maio de 2025b. Disponível em: https://www.pv-magazine-australia.com/2025/05/06/national-household-batteries-rebate-scheme-set-to-happen/

CGIEE. *Agenda Regulatória 2025-2027, Resolução CGIEE nº 02/2025*. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/ee/cgiee-1/agenda-regulatoria/RESOLUCAO_CGIEE_N.2_DE_2025.pdf. Março de 2025

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, 2018. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. Junho de 2018.

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). EPE, 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Caderno de Ações Norteadoras para o Avanço da Eficiência Energética no Brasil*. Disponível em: Ações Norteadoras. EPE, 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, *Balanço Energético Nacional 2025 – BEN 2025*. Ano base 2024. EPE, 2024a.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica. EPE, 2025.

Greener, 2025a. *Estudo Estratégico 2025*. Armazenamento de Energia: Setor Elétrico Brasileiro. Versão Amostra. Fevereiro de 2025.

Greener, 2025b. *Estudo Estratégico Referente ao ano de 2024*. Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. Março de 2025.

IEA, 2024. *Batteries and Secure Energy Transitions*. Abril de 2024.

INMETRO, 2025. *Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)*. Catalogação desde: 03 set. 2019. Disponível em: https://dados.gov.br/dados/conjuntos-dados/registro-de-objetos. Acesso em: 12 mar. 2025.

IRENA, 2019. *Innovation landscape brief*: Aggregators. 2019.

IRENA, 2020. *Virtual power lines*. Innovation Landscape Brief. 2020.

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). 2018.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Sumário Executivo. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029*. 2024. Disponível em https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html

SIQUEIRA, A. M. Q. *A geração distribuída e compartilhada em cooperativas no Estado de São Paulo*. Mestrado em Análise e Planejamento Energético – São Paulo: Universidade de São Paulo, 22 set. 2023.

Análise Socioambiental

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. 2025. *Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2025*. Disponível em: Conjuntura dos Recursos Hídricos – Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos. Acesso em: dez. 2025.

_____. 2024. *Impacto da Mudança Climática nos Recursos Hídricos do Brasil - Sumário Executivo.* Disponível em: Resumo executivo – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA)https://www.snirh.gov.br/portal/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/conjunturainforme2023.pdf . Acesso em: out. 2025.

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. 2024a. *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation - CORSIA*. Disponível em: CORSIA – Agência Nacional de Aviação Civil (Anac) (www.gov.br). Acesso em: jul. 2024

___. 2024b. Resolução nº 743, de 15 de maio de 2024. *Regulamenta o monitoramento e a compensação das emissões de dióxido de carbono relativas às operações internacionais dentro do Mecanismo de Redução e de Compensação de Emissões da Aviação Internacional*. Disponível em: RESOLUÇÃO Nº 743, 15/05/2024 – Agência Nacional de Aviação Civil ANAC. Acesso em: jul. 2024

___. 2024c. Portaria nº 15.007, de 10 de julho de 2024. *Estabelece o processo de monitoramento e compensação das emissões de dióxido de carbono relativas às operações internacionais dentro do Mecanismo de Redução e de Compensação de Emissões da Aviação Internacional (CORSIA), previstos na Resolução nº 743 de 15 de maio 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 nº 954, de 30 de novembro de 2021. *Altera as Resoluções Normativas nº 77, de 18 de agosto de 2004, nº 247, de 21 de dezembro de 2006, nº 559, de 27 de junho de 2013, nº 583, de 22 de outubro de 2013, nº 666, de 23 de junho de 2015 e nº 876, de 10 de março de 2020, para estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas*. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html. Acesso em: ago. 2024.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2025a. *Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono - Manual para Solicitação de Autorizações*. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/hidrogenio/manual-solicitacao-autorizacoes.pdf Acesso em: out. 2025.

___.2025b. *Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país*. Disponível em: Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Acesso em: dez. 2025

___. 2025c. Autorização SDT-ANP nº 513, de 22 de agosto de 2025 - DOU de 25-08-2025. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-513-2025?origin=instituicao Acesso em: out. 2025.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. 2025 *Programa Floresta Viva*. Disponível em: Floresta Viva - BNDES . Acesso em: dez. 2025.

BRASIL, 2025. *Plano Setorial de Adaptação Energia. Plano Nacional de Mudança do Clima – Plano Clima Adaptação*. Disponível em: Energia - Plano Clima Participativo - Brasil Participativo. Acesso em: dez. 2025.

___. 2024. *Estratégia Nacional de Adaptação à Mudança do Clima Plano Nacional de Mudança do Clima – Plano Clima Adaptação*. Disponível em: ENA Consulta Pública 23.10. Acesso em: dez. 2025.

___. Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024. *Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), e altera as Leis nºs 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 (Lei da Comissão de Valores Mobiliários), e 6.015, de 31 de dezembro de 1973 (Lei de Registros Públicos)*. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L15042.htm Acesso em: dez. 2025.

___. Lei nº 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)*. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm. Acesso em: dez. 2025.

_____. Lei nº 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*. Disponível em: L14993 . Acesso em: dez. 2025.

_____. Lei nº 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). Acesso em: ago. 2024.

___. Decreto nº 12.614, de 5 de setembro de 2025. Regulamenta a Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, para dispor sobre o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, e altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/decreto-n-12.614-de-5-de-setembro-de-2025-653545738. Acesso em: dez. 2025.

_____. Decreto nº 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). Acesso em: out. 2022.

_____. Decreto nº 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). Acesso em: ago. 2024.

_____. 2024. Contribuição Nacionalmente Determinada – Brasil NDC 2023 (3ª atualização). Acordo de Paris. Disponível em: Brasil entrega à ONU nova NDC alinhada ao Acordo de Paris – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima e Final - NDC versão em português. Acesso em: dez. 2025.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 7, de 19 de fevereiro de 2025. Altera a Resolução CNPE nº 2, de 10 de fevereiro de 2021, que estabelece orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia do País. Disponível em: res2025007cnpe.pdf Acesso em: dez. 2025.

_____. Resolução nº 5, de 26 de agosto de 2024 Institui a Política Nacional de Transição Energética - PNTE, o Plano Nacional de Transição Energética - Plante, o Fórum Nacional de Transição Energética - Fonte, e dá outras providências. Disponível em: DESPACHO DO

PRESIDENTE DA REPÚBLICA - DESPACHO DO PRESIDENTE DA REPÚBLICA - DOU - Imprensa Nacional. Acesso em: dez. 2025.

_____. 2022. Resolução nº 8, de 11 de julho de 2022. *Aprova o plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas do País, ao longo de até 10 (dez) anos*. . Disponível em: res2022008cnpe.pdfAcesso em: ago. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2025a. Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2035. Nota Técnica.

___. 2025b. *Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro*. Disponível em: Publicações. Acesso em: dez. 2025.

___. 2025c. *Balanço Energético Nacional 2025 – ano base 2024*. Disponível em: Publicações (epe.gov.br). Acesso em: dez. 2025

____. 2024. *Estudos para expansão da transmissão Relatório R1 - Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas*. Relatório EPE-DEE-RE-057/2024. Disponível em: Solução estrutural para atendimento ao ACRE E RONDÔNIA. Acesso em: dez. 2025.

_____. 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: dez. 2025.

____. 2022b. 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). 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. 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/publicacao253/topico317/20121227_3[1].pdf#search=Metodologia%20para%20a%20An%C3%A1lise%20Socioambiental%20Integrada. Acesso em: dez. 2025.

EPE e MME. 2025. *Portal do Hidrogênio*. Disponível em: https://h2portal.com.br/ Acesso em: out. 2025.

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). Acesso em: jul. 2024.

IEA – International Energy Agency. 2025. *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: dez. 2025.

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). 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". Acesso em: jul. 2024.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 2014. *AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/. Acesso em: dez. 2025

___. 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2 – Energy. Disponível em: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html. Acesso em: nov. de 2025.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. 2021. Plano Setorial para Adaptção 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 Carbonona Agricultura 2020-2030 (1).pdf. Acesso em: ago. 24.

MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações. 2024. Relatório do Inventário Nacional das Emissões Antrópicas por Fontes e das Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa do Brasil. Disponível em: Relatório do Inventário Nacional 1990-2022. Acesso em out. 2025.

___.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. 2022. PNRH – Plano Nacional de recursos Hídricos 2022-2040. Plano de Ação. Disponível em: https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/plano-nacional-de-recursos-hidricos-1/pnrh_2022_para_baixar_e_imprimir.pdf. Acesso em: dez. 2025.

MMA – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. 2025. Plano Clima. Disponível em: Plano Clima – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. Acesso em: dez. 2025.

_____. 2022b. Programa Metano Zero. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/climaozoniodesertificacao/ProgramaMetanoZero.pdf. Acesso em: ago. 2024.

Petrobras. 2025. Caderno de Mudança do Clima. Disponível em: Caderno de Mudança do Clima - 2025 by Petrobras - Issuu Acesso em: dez. 2025.

Transição Energética

Aspectos socioambientais e pobreza energética

BOUZAROVSKI, Stefan. Energy Poverty. (Dis) Assembling Europe's Infrastuctural Divide. Cham: Palgrave Macmillan, 2018.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2024 – Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em: 15 dez.2025.

BRASIL, Empresa de Pesquisa Energética, EPE. Balanço Energético Nacional 2025 – ano base 2024. Disponível em: Publicações (epe.gov.br)..

BRASIL, Empresa de Pesquisa Energética, EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasília: MME, 2025. Disponível em: PDE 2034 – Ministério de Minas e Energia Acesso em 5 fev. 2025.

BRASIL, Belém Gender Action Plan. Proposal by the Presidency on COP 30 agenda item 14. Gender and climate change. Version 21/11/2025.

BRASIL, EPE e MME. 2025. *Portal do Hidrogênio*. Disponível em: https://h2portal.com.br/. Acesso em: 23 dez. 2025.

BRASIL, Ministério da Igualdade Racial. *Metas e Indicadores do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável – ODS 18. Síntese do Processo de Construção*, 2023.

BRASIL, Ministério das Mulheres; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; Ministério da Igualdade Racial; Ministério dos Povos Indígenas; Ministério do Trabalho e Emprego; Secretaria-geral da Presidência da República e Ministério de Minas e Energia, Portaria Conjunta Nº 1, de 17 de janeiro de 2025. *Institui o Programa Asas para o Futuro e seu Comitê Gestor com a finalidade de ampliar a participação na força de trabalho de mulheres jovens em setores estratégicos para o desenvolvimento econômico, com ênfase em carreiras voltadas para a transição energética e sustentabilidade socioeconômica*. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 24 fev. 2025.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia (MME) e Ministério Federal da Economia e Energia (BMWE) da Alemanha. Integrando Perspectivas de Gênero nas Políticas Energéticas do G20, 2025.

BRASIL, Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama N º511 de 19 de dezembro de 2025. *Define princípios e diretrizes para a incorporação da justiça climática e do combate ao racismo ambiental nas políticas e ações ambientais, e dá outras providências.* Diário Oficial da União: Brasília, DF, 23 dez. 2025.

BRASIL, Presidência da República, Secretaria Executiva da Comissão Nacional para os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável. Resolução Nº 02/CNODS, de 20 de dezembro de 2023. *Institui a Câmara Temática para o Décimo Oitavo Objetivo de Desenvolvimento Sustentável sobre Igualdade Étnico-Racial na Agenda 2030*.

ESMAP. 2025. Tracking SDG 7: *The Energy Progress Report 2025. SDG 7.1.2 Clean Fuel Technologies for Cooking Dataset*. Disponível em: Downloads | Tracking SDG 7. Acesso em: 10 de outubro de 2025.

IBGE, 2022. *Censo Demográfico 2022*. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/saude/22827-censo-demografico-2022.html.

IBGE. 2018. *Pesquisa de Orçamentos Familiares 2017-2018*.. Disponível em: POF 2017-2018 | IBGE.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Mulheres Negras no setor de Energia*. GT de Raça e Etnia do IBP, sem data.

IEA. 2024. *World Energy Employment 2024*.

International Labour Office – ILO. 2015. *Guidelines for a just transition towards environmentally sustainable economies and societes for all*..

International Labour Office – ILO. World Employment and Social Outlook 2018: Greening with jobs, 2018.

IRENA and ILO, *Renewable energy and jobs: Annual review 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, and International Labour Organization, Geneva, 2024.

K. ARIAS, et al.: Hacia un sector energético inclusivo e igualitario: "Perspectivas de género en América Latina y el Caribe", OLACDE 2025.

OLACDE, Organización Latino-Americana e Caribenha de Energía. Nota Técnica nº 6. Hacia un sector energético inclusivo e igualitário: Perspectivas de género en América Latina y el Caribe", 2025.

PLANO NORDESTE POTÊNCIA, REVOLUSOLAR E INSTITUTO CLIMA E SOCIEDADE. Salvaguardas socioambientais para energía solar fotovoltaica centralizada, setembro de 2025.

PLANO NORDESTE POTÊNCIA. Salvaguardas socioambientais para energia renovável. Janeiro de 2024.

WORLD BANK GROUP. 2025 *Update to the Poverty and Inequality Platform (PIP). Global Poverty Monitoring Technical Note*. Washington, DC, EUA. Disponível em: http://documents.worldbank.org/curated/en/099510306052516849

World Health Organization (2014). *WHO guidelines for indoor air quality: household fuel combustion*. World Health Organization. Disponível em: https://iris.who.int/handle/10665/141496.

Novas Tecnologias

AINVEST. 2025. *CF Industries Carbon Capture Milestone*. Disponível em: https://www.ainvest.com/news/cf-industries-carbon-capture-milestone-bridge-blue-ammonia-dominance-esg-investing-gains-2507/. Acesso em: 21 ago. 2025.

BANGKOK POST. 2025. *PTTEP allocates $300m for CCS facility*. Disponível em: https://www.bangkokpost.com/business/general/2351281/pttep-allocates-300m-for-ccs-facility. Acesso em: 21 ago. 2025.

BEIJING REVIEW. 2023. *China's first million-ton offshore carbon capture and storage project goes into operation*. .. Disponível em: https://www.bjreview.com/China/202306/t20230613_800334120.html. Acesso em: 21 ago. 2025.

CARBON MANAGEMENT DIVISION, AGENCY FOR NATURAL RESOURCES AND ENERGY (JAPÃO). 2025. *Japan's CCS policy*. Disponível em https://www.env.go.jp/content/000305200.pdf. Acesso em 15 ago. 2025.

CCUS SET-PLAN. 2021. *CCUS Roadmap to 2030*. Disponível em https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/11/CCUS-SET-Plan_CCUS-Roadmap-2030.pdf. Acesso em 14 ago. 2025.

DATACENTER DYNAMICS. 2025. *Climeworks opens the world's largest carbon capture facility in Iceland*. Disponível em: https://www.datacenterdynamics.com/en/news/climeworks-opens-the-worlds-largest-carbon-capture-facility-in-iceland/. Acesso em: 21 ago. 2025.

DUTCH NEWS. 2024. *Dutch carbon capture project Porthos soars in price*. mar. 2024. Disponível em: https://www.dutchnews.nl/2024/03/dutch-carbon-capture-project-porthos-soars-in-price/. Acesso em: 21 ago. 2025.

ENTROPY INC. 2022. *Entropy Glacier Project – Operational Update*. 2022. Disponível em: 654abf976744959f553b12d7_2022.09.28-Entropy-Glacier-P1-Operational-Update.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

ENTROPY INC. 2025. *Glacier CCS Project*. Disponível em: https://www.entropyinc.com/glacier. Acesso em: 21 ago. 2025.

EPE. 2024. *Captura, armazenamento e utilização de carbono no Brasil: Contribuições para a seleção de áreas de interesse*. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-810/CCUS_2023_Caderno_RelatorioFinal_PT_2024.pdf. Acesso em 1 ago. 2025.

FREETHINK. 2025. *Direct air capture: Stratos*. Disponível em: https://www.freethink.com/energy/direct-air-capture-stratos. Acesso em: 21 ago. 2025.

FS, GREEN AGROFLORESTAL. (2024). *Estudo de Impacto Ambiental Volume I - Caracterização do Empreendimento. Projeto BECCS Sistema de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCS - Carbon Capture and Storage).*

GLOBAL CEMENT. 2025. *Norwegian government confirms funding for Heidelberg Materials Sement Norge´s Brevik carbon capture project*. Disponível em: https://www.globalcement.com/news/16936-norwegian-government-confirms-funding-for-heidelberg-materials-sement-norge-s-brevik-carbon-capture-project. Acesso em: 21 ago. 2025.

GLOBAL CCS INSTITUTE. 2024. *Global Status of CCS Report 2024*. Disponível em https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf. Acesso em: 21 maio. 2025.

GLOBAL FLOW CONTROL. 2025. *Yara breaks ground on CCS project in Sluiskil, Netherlands*. Disponível em: https://globalflowcontrol.com/newsroom/yara-breaks-ground-on-a-carbon-capture-storage-project-in-sluiskil-the-netherlands/. Acesso em: 21 ago. 2025.

GULF CONSTRUCTION. 2025. *Adnoc Gas awards %615m contract for Habshan CCUS project*. Disponível em: https://gulfconstructiononline.com/ArticleTA/414051. Acesso em: 21 ago. 2025.

HAFLSLUND. 2025. *Carbon capture in Oslo becomes a reality!*. Disponível em: https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/18397537/carbon-capture-in-oslo-becomes-a-reality?publisherId=17848223&lang=en. Acesso em: 15 set. 2025.

IEA. 2025. CCUS Projects Explorer. Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccusprojects-explorer. Acesso em: 11 set. 2025.

IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME. 2019. *The Shell Quest Carbon Capture and Storage Project*. Disponível em: https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2019-04%20The%20Shell%20Quest%20Carbon%20Capture%20and%20Storage%20Project.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

IEA. *LETA CIAB*. 2025.*China's impressive strides towards carbon capture, utilisation and storage (CCUS)*. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/e83f95c8-10a6-4f2a-b122-2931da592f02/LETA-CIAB_Final_web.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

IEEFA. 2022. *Gorgon Carbon Capture and Storage: The Sting in the Tail*. mar. 2022. Disponível em: https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/03/Gorgon-Carbon-Capture-and-Storage_The-Sting-in-the-Tail_April-2022.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

IEEFA. 2023. *Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales*. Disponível em: https://ieefa.org/sites/default/files/2023-06/Norway%E2%80%99s%20Sleipner%20and%20Sn%C3%B8hvit%20CCS-%20Industry%20models%20or%20cautionary%20tales.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

INNO-CCUS. 2023. *Direction 2050. Danish CCUS Roadmap 2024*. Disponível em https://inno-ccus.dk/wp-content/uploads/2024/08/INNO-CCUS-Rapport-Digital59.pdf. Acesso em 15 ago. 2025.

LINDE. 2023. *Linde to invest $1.8 billion to supply clean hydrogen to OCI's blue ammonia project*. Disponível em: https://www.linde.com/news-and-media/2023/linde-to-invest-1-8-billion-to-supply-clean-hydrogen-to-oci-s-world-scale-blue-ammonia-project-in-the-u-s-gulf-coas. Acesso em: 21 ago. 2025.

MINISTRY OF ECONOMY (Malásia). 2023. *National Energy Transition Roadmap (NETR)*. Disponível em https://ekonomi.gov.my/sites/default/files/2023-08/National%20Energy%20Transition%20Roadmap.pdf. Acesso em 15 ago. 2025.

MME. 2025. *Plano Clima Mitigação: Plano Setorial Energia*. Disponível em www.gov.br/mma/pt-br/composicao/smc/plano-clima/psm-energia-documento-na-integra.pdf/. Acesso em 11 ago. 2025.

NATURAL RESOURCES CANADA. 2025. *Capturing the opportunity: A Carbon Management Strategy for Canada*. Disponível em https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/pdf/NRCan_CCMS_EN.pdf. Acesso em 15 ago. 2025.

NORTH DAKOTA MONITOR. 2024. *Summit CO2 injection wells up for approval*. dez. 2024. Disponível em: https://northdakotamonitor.com/2024/12/10/summit-co2-injection-wells-up-for-approval-but-court-appeal-already-in-the-works/. Acesso em: 21 ago. 2025.

NORTHERN LIGHTS. 2025. *Northern Lights is expanding capacity through commercial agreement*. Disponível em: https://norlights.com/news/northern-lights-is-expanding-capacity-through-commercial-agreement/. Acesso em: 21 ago. 2025.

OCI. 2025. *OCI progresses Iowa's carbon capture & sequestration project*. Disponível em: https://oci-global.com/news-stories/press-releases/oci-progresses-iowas-carbon-capture-sequestration-project. Acesso em: 21 ago. 2025.

OPPORTUNITY LOUISIANA. 2025. *Air Products announces $4.5B blue hydrogen complex*. Disponível em: https://www.opportunitylouisiana.gov/news/air-products-announces-4-5-billion-blue-hydrogen-clean-energy-complex. Acesso em: 21 ago. 2025.

SANTOS. 2025. *Santos secures Moomba carbon capture and storage finance to drive decarbonisation*. Disponível em: https://www.santos.com/news/santos-secures-moomba-carbon-capture-and-storage-finance-to-drive-decarbonisation/. Acesso em: 21 ago. 2025.

THE EDGE MALAYSIA. 2025. *Can CCUS save Malaysia's oil and gas industry?*. Disponível em: https://theedgemalaysia.com/node/748840. Acesso em: 21 ago. 2025.

UNITED STATES. 2025. Department of Energy. *DOE announces major milestone reached for Illinois industrial CCS project*. Disponível em: https://www.energy.gov/fecm/articles/doe-

announces-major-milestone-reached-illinois-industrial-ccs-project. Acesso em: 21 ago. 2025.

UNIVERSITY OF EDINBURGH. 2025. *SCCS Project Info*. Disponível em: https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/1921. Acesso em: 21 ago. 2025.

VELEV, Vasil. 2024. *Bank of America Makes Sizeable $205M Investment In North Dakota Carbon Capture Project*. The Caron Herald. Disponível em: https://carbonherald.com/bank-of-america-makes-sizeable-205m-investment-in-north-dakota-carbon-capture-project/. Acesso em: 15 set. 2025.

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: set/2025.

Agradecimentos

A elaboração deste Plano Decenal de Expansão de Energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração de diversos 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 Brasil Energia
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
Âmbar Energia
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 - Abradee
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
Bracell Celulose Ltda.
Brasil Biofuels
Brasil Refinarias
Câmara De Comercialização De Energia Elétrica - CCEE
Cattalini Terminais Marítimos S/A
CEB Geração
Cemig
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Centrais Elétricas De Carazinho S.A. – Eletrocar
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 Brasiliense De Gás
Companhia Campolarguense De Energia - Cocel
Companhia De Gás Da Bahia - Bahiagás
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 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
Roraima Energia S.A.
Companhia Energética De São Paulo - Cesp
Companhia Energética Do Maranhão - Cemar
Companhia Energética Do Piauí – Cepisa
Companhia Energética Do Rio Grande Do Norte - Cosern
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
Dorel Soares Ramos (Prof. Escola Politécnica da USP, MRTS Consultoria)
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. – Duke - Gp
Edp – Bandeirante
Edp Brasil
Edp - Escelsa
Elecnor Concessões - Elecnor
Eletrobras
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
Elecnor Concessões - Elecnor
Empresa Brasileira De Administração De Petróleo E Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA
Empresa Brasileira De Pesquisa Agropecuária - Embrapa
Empresa De Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB
Empresa Força E Luz João Cesa Ltda. – João Cesa
Empresa Força E Luz Urussanga Ltda. - EFlull
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
Enel Distribuição São Paulo
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
ENGIE Brasil Energia
Equatorial
Equatorial Transmissão
Equipav
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa
Estelar Engenharia
Federação Nacional Da Distribuição De Veículos Automotores – Fenabrave
Fernando de Almeida Prado Júnior (Prof. Escola Politécnica da USP)
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
Nivalde José de Castro (Prof. Instituto de Economia da UFRJ)
Nova Transportadora Do Sudeste S/A – NTS
Noxis Energy
Neoenergia
Neoenergia Elektro
Observatório Nacional De Transporte E Logística – ONTL
Operador Nacional Do Sistema Elétrico – ONS
Pacto Energia
Porto Do Açu
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
Quebec Engenharia
Raízen
Rede Empas De Energia Elétrica – Grupo Rede
RGE - Sul
Rio Grande De Energia S.A. – RGE
Rio Verdinho Energia S.A.
Roberto de Carvalho Brandão (Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ)
Rumo Logística
Sergipe Gás S.A. – Sergas
Serviço Geológico Do Brasil - SGB
Sindicato Nacional Da Indústria Do Cimento – SNIC
Soma - Serviços, Organizacão E Meio Ambiente Ltda
Ssoil Energy S.A.
State Grid Do Brasil
Statkraft Energias Renováveis S.A.
Stellantis
Teraviz Geo & Ambiente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (EPE)
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 Os Agriculture – USDA
Vale S.A.
Vibra Energia
Vli Logística S.A.
Votorantim Energia
Weber Ramos Ribeiro Filho (Cemig)

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	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
Biomassa	238	55	-	-	-	-	-	-	-	-	293
Eólica	120	-	-	767	-	-	-	-	-	-	887
Hidrelétrica	-	-	-	48	-	-	-	-	-	-	48
PCH+CGH	157	168	7	16	-	-	-	-	-	-	348
Fotovoltaica	2,638	403	300	-	-	-	-	-	-	-	3,341
Termelétrica (1)	2,212	-848	-1,215	-201	-1,157	-	-529	1,405	-1,049	-289	-1,671
Total Geral	**5,365**	**-222**	**-908**	**630**	**-1,157**	**-**	**-529**	**1,405**	**-1,049**	**-289**	**3,246**

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

(1) Considera termelétricas que se enquadram na premissa descrita na seção 3.3.

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
Carvão Mineral | FIM DE CONTRATO	P. PECEM I	720,3	675,3	jul/27
	PORTO ITAQUI	360,1	336,7	dez/27
	P. PECEM II	365,0	343,4	ago/28
Gás Natural | FIM DE CONTRATO	LINHARES PCS	36,0	34,9	jan/26
	POVOACAO 1	75,0	72,6	jan/26
	KARKEY 013	258,6	247,8	mai/26
	KARKEY 019	115,9	112,4	mai/26
	PORSUD I	115,9	111,4	mai/26
	PORSUD II	78,3	74,5	mai/26
	ST.CRUZ NOVA	500,0	448,2	dez/26
	MARANHAO IV	337,6	330,6	dez/27
	MARANHAO V	337,6	328,6	dez/27
	APARECIDA	166,0	111,4	nov/30
	C. ROCHA	85,4	52,6	nov/30
	JARAQUI	75,5	60,5	nov/30
	MANAUARA	73,4	64,4	nov/30
	MAUA 3	590,8	488,4	nov/30
	PONTA NEGRA	73,4	62,1	nov/30
	TAMBAQUI	93,0	74,6	nov/30
	BAIXADA FLU	530,0	463,2	dez/33
	MARANHAO III	518,8	488,4	dez/33
Gás Natural | VIDA ÚTIL	VALE DO ACU	110,0	75,4	ago/28
	CUIABA G CC	529,0	422,8	fev/32
OD/OC | FIM DE CONTRATO	SUAPE II	381,3	332,3	dez/26
	M.CRISTO SUC	42,3	39,4	jun/28
	PERNAMBU_III	200,8	112,9	dez/28
	PECEM II	144,5	138,7	set/35
	CAMACARI MII	144,5	138,7	out/35

Fonte: Elaboração EPE.

Nota:

(1) OD/OC: Óleo Diesel e Óleo Combustível.

Anexo I-3 - Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

Fonte (1)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
						MW				
Renováveis	185.859	187.186	189.329	192.846	197.131	200.010	204.789	208.869	213.072	**218.601**
Hidrelétrica (2)	102.423	102.423	102.423	102.471	103.877	103.877	104.577	104.577	104.695	**105.345**
Outras renováveis:	83.436	84.763	86.906	90.375	93.254	96.133	100.212	104.292	108.377	**113.256**
PCH E CGH	7.605	7.774	7.781	8.197	8.791	9.385	9.979	10.574	11.168	**11.762**
Eólica	35.182	35.182	36.882	39.350	41.050	42.750	44.450	46.150	47.850	**49.550**
Fotovoltaica centralizada	22.884	23.287	23.587	23.587	23.587	23.587	24.787	25.987	27.193	**29.193**
Biomassa (3) + Biogás + RSU	17.245	17.300	17.300	17.885	18.470	19.055	19.640	20.225	20.810	**21.395**
Biocombustível	520	1.220	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	**1.356**
Não renováveis (4)	25.038	26.304	28.447	32.356	33.199	36.190	37.661	41.066	43.066	**44.778**
Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	**3.395**
Gás natural (5)	18.131	20.498	23.059	27.169	28.012	31.003	32.474	34.474	36.474	**38.474**
Carvão	2.880	2.160	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	**1.785**
Óleo combustível	1.586	1.205	1.205	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	**1.004**
Óleo diesel	451	451	408	408	408	408	408	408	408	**120**
Bateria	-	-	631	631	1.631	2.631	3.631	4.631	5.631	**6.631**
Resposta da demanda	300	600	900	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400	2.800	**3.200**
Total do SIN	**211.197**	**214.090**	**219.307**	**227.033**	**233.461**	**240.631**	**248.181**	**256.966**	**264.569**	**273.210**
Itaipu 50 Hz (6)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.700	7.700	7.700	**7.700**
Total Considerado	**218.197**	**221.090**	**226.307**	**234.033**	**240.461**	**247.631**	**255.881**	**264.666**	**272.269**	**280.910**

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 > O 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)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
						MW					
Renováveis	3.673	1.326	2.143	3.516	4.285	2.879	4.779	4.079	4.204	5.529	**36.413**
Hidrelétrica (2)	-	-	-	48	1.406	-	700	-	118	650	**2.922**
Outras renováveis:	3.673	1.326	2.143	3.468	2.879	2.879	4.079	4.079	4.086	4.879	**33.491**
PCH E CGH	157	168	7	416	594	594	594	594	594	594	**4.312**
Eólica	120	-	1.700	2.467	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	**14.487**
Fotovoltaica centralizada	2.638	403	300	-	-	-	1.200	1.200	1.207	2.000	**8.948**
Biomassa (3) + Biogás + RSU	238	55	-	585	585	585	585	585	585	585	**4.388**
Biocombustível	520	700	136	-	-	-	-	-	-	-	**1.356**
Não renováveis (4)	4.880	1.266	2.144	3.909	843	2.991	1.471	3.405	2.000	1.711	**24.620**
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	1.405	-	-	**1.405**
Gás natural (5)	4.132	2.367	2.561	4.110	843	2.991	1.471	2.000	2.000	2.000	**24.475**
Carvão	-	-720	-375	-	-	-	-	-	-	-	**-1.095**
Óleo combustível	804	-381	-	-201	-	-	-	-	-	-	**222**
Óleo diesel	-56	-	-42	-	-	-	-	-	-	-289	**-387**
Bateria	-	-	631	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	**6.631**
Resposta da demanda	300	300	300	300	300	300	300	300	400	400	**3.200**
Total do SIN	**8.553**	**2.592**	**4.287**	**7.425**	**5.128**	**5.870**	**6.250**	**7.484**	**6.204**	**7.240**	**61.033**
Itaipu 50 Hz (6)	-	-	-	-	-	-	700	-	-	-	**700**
Total Considerado	**8.553**	**2.592**	**4.287**	**7.425**	**5.128**	**5.870**	**6.950**	**7.484**	**6.204**	**7.240**	**61.733**

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 > O 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 2035
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total	(Milhões R$) (3)
Bateria	-	-	631	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	**6.631**	**36.787**
Biomassa	-	-	-	400	400	400	400	400	400	400	**2.800**	**12.000**
Cavaco	-	-	-	35	35	35	35	35	35	35	**245**	**1.838**
Eólica	-	-	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	**13.600**	**76.560**
Fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	1.200	1.200	1.207	2.000	**5.607**	**20.027**
Gás Flexível	-	-	711	1.000	1.000	1.000	2.000	2.000	2.000	2.000	**11.711**	**52.700**
Gás Inflexível	-	-	2.246	3.000	1.000	1.000	-	-	-	-	**7.246**	**39.853**
PCH	-	-	-	400	594	594	594	594	594	594	**3.964**	**36.382**
RSU	-	-	-	50	50	50	50	50	50	50	**350**	**10.500**
Biogás	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	**700**	**9.800**
Termelétrica *Retrofit*	3.188	2.813	538	110	-	991	-	-	1.049	-	**8.689**	**7.244**
Hidro	-	-	-	-	1.406	-	1.400	-	118	650	**3.574**	**15.390**
Total	**3.188**	**2.813**	**5.826**	**6.795**	**7.285**	**6.870**	**8.479**	**7.079**	**8.253**	**8.529**	**65.117**	**319.080**

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 - Lista de usinas hidrelétricas com concessões vincendas no horizonte decenal

Nome	Potência Instalada (MW)	Data de vencimento da concessão
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	1.396	ago/2032
Balbina	250	mar/2027
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	143	jul/2032
Barra Bonita	141	jun/2032
Cachoeira Dourada	658	nov/2029
Caconde	80	mai/2032
Cana Brava	450	dez/2035
Euclides da Cunha	109	jun/2032
Fontes Nova	132	jul/2028
Guaporé	120	jul/2026
Guaricana	36	jul/2028
Guilman Amorim	140	jan/2031
Ibitinga	131	ago/2032
Igarapava	210	set/2031
Ilha dos Pombos	187	abr/2028
Itá	1.450	dez/2032
Itiquira (Casas de Forças I e II)	157	out/2028
Itupararanga	55	set/2026
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	101	abr/2032
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	32	jul/2032
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	903	set/2035
Machadinho	1.140	out/2035
Mascarenhas	198	mar/2027
Nilo Peçanha	380	mar/2028
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	347	mai/2032
Nova Ponte	510	ago/2027
Passo Fundo	226	abr/2031

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados do SIGA da ANEEL conforme dez/2025

Anexo II Transmissão de Energia – Contratos Vincendos no Horizonte do PDE

Anexo II-1 – Lista de Contratos e Concessionárias com necessidade de manifestação do Planejamento durante o horizonte do PDE

Nº do contrato	Concessionária	Vigência	Limite para Manifestação	RAP Ciclo 25-26 (R$ Mi)
020/2008	EVRECY - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA EVRECY S.A.	julho-25	julho-22	0,00
032/2018	Light - LIGHT ENERGIA S.A	junho-26	junho-23	16,22
001/2010	AFLUENTE T - AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	abril-27	abril-24	76,11
040/2000	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	maio-30	maio-27	162,89
079/2000	CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A.	outubro-30	outubro-27	51,09
088/2000	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	novembro-30	novembro-27	87,87
095/2000	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	dezembro-30	dezembro-27	549,72
096/2000	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A	dezembro-30	dezembro-27	200,84
097/2000	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	dezembro-30	dezembro-27	529,98
034/2001	FURNAS - Furnas-Centrais Elétricas S.A.	maio-31	maio-28	269,99
042/2001	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	junho-31	junho-28	452,59
043/2001	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	junho-31	junho-28	90,90
075/2001	COPEL-GT - Copel Geração E Transmissão S.A.	agosto-31	agosto-28	18,17
143/2001	IEJAPI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	dezembro-31	dezembro-28	20,64
001/2002	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	janeiro-32	janeiro-29	9,14
002/2002	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	janeiro-32	janeiro-29	142,31
083/2002	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	dezembro-32	dezembro-29	47,62
085/2002	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	dezembro-32	dezembro-29	228,92
087/2002	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	dezembro-32	dezembro-29	28,52
080/2002	CEEE-T - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-T	dezembro-32	dezembro-29	22,86
082/2002	ETAUSA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	dezembro-32	dezembro-29	53,51
081/2002	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	dezembro-32	dezembro-29	79,25
084/2002	CPTE - CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	dezembro-32	dezembro-29	80,22
086/2002	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	dezembro-32	dezembro-29	75,29
011/2013	POTIGUAR - POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	agosto-33	agosto-30	36,06
003/2004	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	fevereiro-34	fevereiro-31	156,49
004/2004	CGT - Companhia De Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	fevereiro-34	fevereiro-31	89,21
005/2004	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A	fevereiro-34	fevereiro-31	194,43
006/2004	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	fevereiro-34	fevereiro-31	35,12
007/2004	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	fevereiro-34	fevereiro-31	24,63

Nº do contrato	Concessionária	Vigência	Limite para Manifestação	RAP Ciclo 25-26 (R$ Mi)
008/2004	AETE - AETE - AMAZÔNIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	fevereiro-34	fevereiro-31	43,82
009/2004	TRANSLESTE - COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	fevereiro-34	fevereiro-31	37,71
001/2005	ITE - ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	março-35	março-32	232,60
002/2005	UIRAPURU - UIRAPURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	março-35	março-32	28,85
003/2005	VCTE - VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	março-35	março-32	69,44
004/2005	Centroeste - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	março-35	março-32	16,08
005/2005	Transudeste - COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	março-35	março-32	27,84
006/2005	FURNAS - Furnas-Centrais Elétricas S.A.	março-35	março-32	17,55
007/2005	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	março-35	março-32	35,99
008/2005	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	março-35	março-32	7,17
009/2005	PPTE - PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	março-35	março-32	130,25
010/2005	CGT - Companhia De Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	março-35	março-32	164,37
011/2005	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	março-35	março-32	222,78
012/2005	Transirapé - COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	março-35	março-32	46,35
001/2006	ATE III - ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	abril-36	abril-33	99,95
002/2006	INTESA - INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	abril-36	abril-33	123,78
003/2006	SMTE - SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	abril-36	abril-33	123,93
004/2006	LTT - LT Triângulo S.A	abril-36	abril-33	96,29
005/2006	CGT - Companhia De Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	abril-36	abril-33	31,69
006/2006	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A	abril-36	abril-33	38,99
007/2006	FURNAS - Furnas-Centrais Elétricas S.A.	abril-36	abril-33	29,09
001/2007	JTE - JAURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	abril-37	abril-34	76,52
002/2007	PCTE - POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	abril-37	abril-34	51,96
003/2007	RPTE - RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	abril-37	abril-34	32,71
004/2007	IE MINAS GERAIS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	abril-37	abril-34	15,43
006/2007	ETES - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	abril-37	abril-34	20,62
007/2007	SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	junho-37	junho-34	51,80
008/2007	EVOLTZ IV - EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	junho-37	junho-34	20,74
009/2007	ATE V - EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	junho-37	junho-34	16,02
010/2007	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	junho-37	junho-34	27,54
011/2007	ATE VI - EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	junho-37	junho-34	26,91
012/2007	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	junho-37	junho-34	15,48
013/2007	ATE VII - EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	outubro-37	outubro-34	13,54
001/2008	IENNE - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	março-38	março-35	77,16
002/2008	Iracema - IRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA S. A.	março-38	março-35	48,86
003/2008	Brasnorte - BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	março-38	março-35	40,66
004/2008	CGT - Companhia De Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	março-38	março-35	9,50
005/2008	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	março-38	março-35	7,33
006/2008	COPEL-GT - Copel Geração E Transmissão S.A.	março-38	março-35	3,08

Nº do contrato	Concessionária	Vigência	Limite para Manifestação	RAP Ciclo 25-26 (R$ Mi)
007/2008	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	março-38	março-35	15,73
008/2008	Xingu - LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	outubro-38	outubro-35	179,51
009/2008	Macapá - LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	outubro-38	outubro-35	171,70
010/2008	Manaus TR - MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	outubro-38	outubro-35	244,89
011/2008	EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	outubro-38	outubro-35	77,59
012/2008	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	outubro-38	outubro-35	16,04
013/2008	IESUL - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	outubro-38	outubro-35	8,78
014/2008	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	outubro-38	outubro-35	17,52
015/2008	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	outubro-38	outubro-35	83,77
016/2008	IESUL - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	outubro-38	outubro-35	20,45
017/2008	PEDRAS - PEDRAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	outubro-38	outubro-35	22,32
018/2008	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	outubro-38	outubro-35	8,56
019/2008	Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S.A	outubro-38	outubro-35	11,04
TOTAL	**-**	**-**	**-**	**6.888,89**

Fonte: Elaboração EPE.

Anexo III Diretrizes utilizadas para elaboração do PDE 2035

As diretrizes para elaboração do PDE podem ser ordinárias, anuais ou supraciclo. As diretrizes ordinárias foram formalizadas com a publicação da Portaria GM/MME nº 89, de 8 de outubro de 2024, conforme disposto na alínea "a", do inciso II, do art. 2º. A seguir, são apresentadas as diretrizes anuais ou supraciclo, encaminhadas por ofício à EPE, que detalharam o Plano de Trabalho para elaboração do PDE 2035, para recebimento de contribuições que subsidiarão as diretrizes de futuros ciclos do PDE.

1. Orientações gerais

1.1. Elaborar e apresentar previamente a identidade visual para as publicações associadas ao PDE 2035, como notas de apoio/metodológicas/técnicas, cadernos, fichas informativas e relatório executivo;
1.2. Adotar o ano base de 2023 e padronizar a apresentação das projeções em gráficos, figuras e tabelas nas publicações associadas ao PDE 2035, que deverão ter seus dados primários publicados em formato de planilha eletrônica no momento de divulgação para consulta pública;
1.3. Analisar outros planejamentos setoriais vigentes, especialmente de transportes, até a data de formalização dessas diretrizes e avaliar os pontos de interface ou de conflito com premissas adotadas para os diversos temas do PDE;
1.4. Para o cenário indicativo referencial, apresentar evolução anual das matrizes elétrica e energética, assim como a expectativa de investimentos associados diretamente ao setor energético, discriminados por fonte/combustível/atividade energética;
1.5. Elaborar publicações intermediárias, em formato de notas de apoio, cadernos, portais interativos e/ou fichas informativas, que detalhem aspectos das premissas, dados de entrada ou metodologias utilizados na elaboração do PDE 2035, bem como resultados consolidados pelo plano;
1.6. Apresentar os principais fluxos metodológicos dos temas/capítulos, indicar e atualizar referências e documentação pública disponível que detalhe as metodologias adotadas, além de apresentar o fluxo metodológico geral, de encadeamento e integração das projeções dos diferentes energéticos na elaboração do PDE 2035; e
1.7. Elaborar relatório executivo que apresente de forma clara e objetiva as principais informações, resultados e mensagens do PDE 2035, nos idiomas português e inglês.

2. Economia e Demografia (Premissas Gerais)

2.1 Apresentar as principais premissas econômicas, financeiras e demográficas utilizadas para elaboração dos estudos de todos os temas do PDE, buscando garantir a coerência e a compatibilidade com as premissas econômicas e demográficas gerais do plano; e
2.2 Apresentar, ao menos, dois cenários alternativos econômicos para as projeções de demanda de eletricidade e demais energéticos, destacando as incertezas críticas consideradas e as perspectivas para as principais variáveis macroeconômicas e para o desempenho setorial nos próximos dez anos.

3. Demanda de Energia

3.1 Considerar nas projeções de demanda energética no horizonte decenal os efeitos dos índices mínimos de eficiência energética, a inserção de veículos elétricos e híbridos, as tendências de eletrificação em processos industriais e os efeitos das políticas vigentes de biocombustíveis;

3.2 Avaliar as vantagens e desvantagens econômicas e ambientais de alternativas pelo lado da demanda, alterações modais, tecnológicas, que tragam eficiência de consumo de derivados em relação às alternativas de expansão da oferta de derivados;

3.3 Apresentar, ao menos, dois cenários alternativos para as projeções de demanda de eletricidade, considerando os cenários alternativos econômicos do item 2.2; e

3.4 Realizar estudo transversal sobre o atendimento a cargas de alta densidade energética, como Data Centers e Produção de Hidrogênio, considerando a perspectiva de evolução dessas cargas.

4. Geração Centralizada

4.1 Apresentar análise e avaliação de incertezas relacionadas aos requisitos do sistema interligado no horizonte decenal, fazendo uso, se possível, das projeções de demanda de eletricidade do item 3.3, apontando as necessidades de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência, em compatibilidade com os critérios de suprimento vigentes;

4.2 Para o cenário indicativo referencial de expansão da geração centralizada considerar as políticas vigentes até a data de publicação das diretrizes;

4.3 Considerar todas as tecnologias de geração e de armazenamento que a EPE julgar viáveis tecnicamente para o horizonte decenal;

4.4 Assumir a possibilidade de modernização e ampliação de usinas, considerando, quando viável, a possibilidade de conversão de combustíveis, inclusive após final de contratos;

4.5 Apresentar avaliação da dinâmica de operação do sistema, dos reservatórios no horizonte decenal e incorporar aprimoramento da representação das restrições operativas das usinas hidrelétricas, em linha com o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País;

4.6 Apresentar, de forma concisa, análise de flexibilidade operativa para o cenário de referência, considerando, se possível, os avanços das avaliações de critérios de flexibilidade operativa conforme orientação da 298ª reunião de CMSE, e apontar, de forma qualitativa, medidas que promovam o maior aproveitamento do potencial existente de flexibilidade do sistema;

4.7 Avaliar as causas e os impactos de eventuais excessos de geração percebidos na simulação da operação do sistema dentro do horizonte decenal, indicando caminhos para mitigação dos excessos e maior aproveitamento dos recursos renováveis pela operação;

4.8 No contexto dos leilões previstos para Sistemas Isolados, apresentar uma análise das soluções potenciais para a redução do consumo de óleo diesel, promovendo a incorporação de fontes renováveis ou menos poluentes, tecnologias de armazenamento de energia e avaliar os impactos econômicos e ambientais dessas transições; e

4.9 No âmbito do Programa Energias da Amazônia, apresentar de forma sucinta os impactos já observados na descarbonização dessa região e incluir perspectivas sobre alternativas que contribuam para o alcance dos objetivos propostos, que também

promovam maior acesso às comunidades isoladas e segurança energética para essa região.

5. Transmissão de Energia Elétrica

5.1 Apresentar, de forma concisa, as premissas de demanda e de geração consideradas nos estudos de transmissão em destaque no ciclo, correlacionando e integrando com temas como demanda de energia elétrica, eficiência energética, geração centralizada, geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e inovações tecnológicas da transmissão;

5.2 Avaliar a evolução da demanda proveniente de grandes consumidores, sob a ótica da necessidade de expansão na infraestrutura de transmissão;

5.3 Apresentar projeção de evolução da TUST e abordar como a sinalização locacional pode aprimorar o uso e eficiência da rede de transmissão;

5.4 Incluir perspectivas de conexão dos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) no horizonte decenal e indicar oportunidade de novas interligações decorrentes de estudos realizados pela EPE;

5.5 Analisar as interligações internacionais existentes e apresentar informações sobre as interligações com estudos em andamento;

5.6 Incluir destaques dos principais avanços relacionados à revisão dos critérios de planejamento da transmissão e das diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos (R1-R2-R3-R4-R5), além de inovações de base de dados, metodologias e modelagens em estudo pela EPE que aprimorem os estudos de transmissão;

5.7 Apresentar a atualização das projeções de investimento para manutenção e reposição anual dos equipamentos em final de vida útil no horizonte decenal com vistas a subsidiar com elementos técnicos a política e regulação do assunto; e

5.8 Avaliar como a metodologia de cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore deve considerar o planejamento e critérios de transmissão, para conciliar áreas com maior margem de escoamento ou menor necessidade de investimentos em transmissão.

6. Produção de Petróleo e Gás Natural

6.1 Considerar os diferentes tipos de contratos (Cessão Onerosa, Partilha e Concessão) e os ambientes de exploração em terra e no mar, avaliando os volumes a serem produzidos em cada caso;

6.2 Considerar a continuidade da contratação de blocos no âmbito da Oferta Permanente, por meio de editais realizados em ciclos irregulares, com uma média de um edital por ano nas modalidades de Partilha e Concessão;

6.3 Acompanhar a sensibilidade para o aumento da produção líquida do gás natural do Pré-Sal, observados os limites de exportação das plataformas;

6.4 Acompanhar os esforços para viabilização da exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias de novas fronteiras exploratórias, em especial aquelas localizadas na margem equatorial;

6.5 Avaliar no horizonte decenal a relação R/P (Reserva Provada/ Produção) para petróleo e gás natural;

6.6 Considerar o potencial de não convencionais;

6.7 Manter avaliações separadas dos volumes produzidos em campos maduros nos ambientes offshore e onshore;

6.8 Acompanhar os processos de prorrogação dos contratos de concessão e o prolongamento da vida útil dos campos maduros, tanto em terra quanto no mar, levando em conta as perspectivas de novos investimentos previstas em novos planos de desenvolvimento; e

6.9 Elencar e quantificar as emissões evitadas de ações para descarbonização das atividades de exploração e produção.

7. Abastecimento de Derivados de Petróleo

7.1 Indicar as premissas e perspectivas de preços de petróleo e derivados, considerando inclusive seus preços relativos no longo prazo;

7.2 Apresentar as projeções de demandas de combustíveis e demais derivados de petróleo, compatíveis com a demanda energética apresentada sobre tema demanda de energia e premissas adotadas por outros planos setoriais;

7.3 Citar e comparar as opções de aumento de oferta com as alternativas de redução/eficientização de demanda levantadas no item 3.2;

7.4 Indicar as premissas de oferta, especialmente aspectos relacionados aos novos investimentos, estrutura do midstream e downstream, ações associadas à descarbonização e à transição energética, expansão da infraestrutura e perspectivas de qualidade dos produtos; e

7.5 Apresentar o balanço entre oferta e demanda de petróleo e derivados, e discussão dos resultados, incluindo aspectos acerca da dependência externa de derivados de petróleo.

8. Gás Natural

8.1 Apresentar levantamento da demanda potencial não termelétrica de gás natural a partir da disponibilização das informações recebidas dos agentes da indústria do gás natural;

8.2 Considerar os níveis menores de reinjeção para aumento da oferta nacional de gás natural, conforme definido na diretriz do tema Produção de Petróleo e Gás Natural;

8.3 Realizar estudos para a indicação da oferta potencial nacional de gás associado e gás não associado, nos diversos ambientes exploratórios;

8.4 Apresentar o balanço de gás natural da malha integrada levando em consideração a oferta de gás total, a demanda termelétrica máxima e a demanda não termelétrica;

8.5 Apresentar análise relacionada à infraestrutura de gás natural identificando os gargalos e apontando as necessidades de expansão para atendimento ao balanço de gás natural;

8.6 Apresentar um mapeamento das infraestruturas existentes, previstas e indicativas de gás natural, tais como gasodutos de transporte, gasodutos de escoamento, unidades de processamento e de estocagem subterrânea de gás natural, bem como terminais de regaseificação de gás natural liquefeito;

8.7 Apresentar o montante de investimento da expansão da infraestrutura de gasodutos de transporte, de processamento e escoamento no horizonte decenal, assim como terminais de regaseificação;

8.8 Considerar os modais de transporte alternativos ao dutoviário; e

8.9 Sinalizar sobre o potencial do desenvolvimento de hubs e a formação de referências de preço nacionais, com o aumento da competição na oferta.

9. Oferta de Biocombustíveis

9.1 Considerar os desdobramentos da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), bem como as deliberações e estudos do Comitê RenovaBio, para as perspectivas de expansão da oferta de biocombustíveis, além das políticas públicas em vigor;
9.2 Considerar o Programa Combustível do Futuro na elaboração do Plano, conforme legislação vigente;
9.3 Considerar o Programa Nacional de Redução de Emissões de Metano e seus desdobramentos para a produção e consumo de biometano, assim como seus impactos na infraestrutura de transporte;
9.4 Considerar o cronograma de mistura do biodiesel no diesel B conforme legislação vigente;
9.5 Considerar, por meio de sensibilidades, distintos cronogramas do percentual de mistura do biodiesel no diesel B, assim como do percentual de etanol anidro na gasolina, no horizonte do plano; e
9.6 Considerar o conceito de biorrefinarias, explorando as vantagens competitivas do Brasil para transição energética para uma economia de baixo carbono.

10. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

10.1 Apresentar cenário indicativo referencial e sensibilidades da expansão da micro e minigeração distribuída no horizonte decenal, evidenciando as principais incertezas associadas;
10.2 Considerar trajetórias de eficiência energética decorrentes da incidência de políticas para os diversos setores;
10.3 Apresentar os ganhos de eficiência elétrica e energética no horizonte decenal, considerando para comparação um cenário de eficiência congelada, destacando os desafios para um abatimento mais expressivo do consumo elétrico e energético, respectivamente, nos diversos setores;
10.4 Apresentar análises de sensibilidade quanto à penetração de tecnologias industriais mais eficientes (motores elétricos IE4, bombas de calor, entre outras);
10.5 Apresentar análises de sensibilidade quanto à adoção dos índices mínimos propostos para edificações;
10.6 Destacar os segmentos industriais e do setor de transportes onde há maior potencial para ganhos de eficiência energética e elencar ações que devem ser priorizadas conforme potencial e custo-benefício;
10.7 Incluir e justificar ações norteadoras de eficiência energética no Brasil, com o intuito de divulgar e atualizar estudos recentes relacionados ao tema;
10.8 Analisar qual o percentual da demanda de energia e de potência será atendido por geração distribuída e os demais recursos energéticos distribuídos no horizonte do PDE;
10.9 Avaliar e quantificar separadamente como os diferentes recursos energéticos distribuídos podem impactar os requisitos de geração do SIN; e
10.10 Incluir resumo sobre recursos energéticos distribuídos abordados ao longo do plano, como o armazenamento de energia, os veículos elétricos e o gerenciamento pelo lado da demanda.

11. Transição Energética

11.1 Incluir, sempre que cabível, nos diversos temas do plano, a abordagem de ações e sensibilidades relacionadas à transição energética mundial e brasileira e suas incertezas, em consonância com os planos e políticas do governo federal, em especial a Política Nacional de Transição Energética (PNTE) e seus instrumentos;

11.2 Reforçar como as diferentes estratégias e instrumentos relacionados com a transição energética se correlacionam, considerando a PNTE, a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, as NDCs brasileiras e a garantia de segurança energética e maior resiliência das infraestruturas deste setor;

11.3 Estimar a necessidade de minerais estratégicos, incluindo os nucleares, por tecnologia relacionada à transição energética, conforme cenário de referência no plano decenal;

11.4 Considerar e analisar a viabilidade de tecnologias de captura, uso e armazenamento de carbono para neutralização das emissões de ativos existentes e futuros do setor energético brasileiro, trazendo detalhes de potenciais e custos esperados para a tecnologia BECCS, além de outras aplicações;

11.5 Discutir possíveis efeitos da transição energética sobre as questões socioambientais e desigualdades socioeconômicas, observando as eventuais recomendações e diretrizes formuladas no âmbito do Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte); e

11.6 Avaliar dados de pobreza energética no país e as políticas públicas que promovem a redução dos índices no horizonte decenal.

12. Análise Socioambiental

12.1 Projetar e analisar a evolução das emissões de gases de efeito estufa da matriz energética nacional ao longo do horizonte decenal, por setor, abordando principais variações e causas;

12.2 Abordar e avaliar os efeitos de mecanismos nacionais e internacionais de precificação de carbono na expansão do setor, abordando eventuais efeitos alocativos e aspectos do setor energético que deveriam ser considerados em sua regulamentação;

12.3 Relacionar as necessidades energéticas identificadas pelo plano, as necessidades de redução de emissão do setor energético e as dificuldades de licenciamento ambiental de tecnologias competitivas de baixa emissão;

12.4 Considerar o arcabouço legal ambiental com interface no setor energético, relacionado a biodiversidade, organização territorial, paisagem, povos e terras indígenas e quilombolas, qualidade do ar, recursos hídricos e resíduos;

12.5 Identificar e discutir os principais desafios e oportunidades socioambientais relacionadas à expansão energética decenal;

12.6 Abordar a questão dos usos múltiplos da água para o setor energético, tendo em vista a expansão energética e os conflitos existentes e potenciais pelo uso do recurso hídrico; e

12.7 Realizar análise para definição da cesta de projetos candidatos à expansão hidrelétrica considerando as características de cada projeto, o estágio dos estudos ambientais e de engenharia e o licenciamento ambiental.

13. Consolidação de Resultados

13.1 Consolidar as informações apresentadas ao longo do relatório do PDE conforme metodologia do Balanço Energético Nacional (BEN), com transparência às cadeias de entrada e saída do gás natural úmido e gás natural seco;

13.2 Apresentar uma análise da evolução das matrizes elétrica e energética no horizonte decenal, inclusive no que se refere as emissões de gases de efeito estufa e investimentos estimados, discriminados por fontes energéticas, tomando como base as trajetórias e projeções indicativas consideradas como referenciais ao longo do plano;

13.3 Apresentar o detalhamento dos investimentos estimados, no que couber; e

13.4 Evidenciar os principais aspectos apontados no tema de transição energética observados no horizonte decenal, assim como os aspectos relacionados à segurança energética, à equidade energética e à sustentabilidade.

Diretrizes Supraciclo do Ciclo de Elaboração do PDE 2035

Demanda de Energia

Avaliar o impacto quantitativo do aprimoramento da sinalização tarifária nas projeções de carga de energia elétrica média, de ponta e horária; e

Apresentar análise indicando quais os segmentos do setor industrial brasileiro que podem apresentar maior potencial para ofertar flexibilidade a programas de resposta da demanda por incentivos e por preços.

Geração Centralizada

Avaliar, como sensibilidade, os possíveis efeitos de cenários de precificação de carbono na expansão e na operação da geração centralizada.

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Avaliar a aplicação da metodologia ODEX para projeção no horizonte decenal; e

Mapear e avaliar o impacto, o custo-benefício e o potencial de redução de emissões das políticas existentes para eficiência energética.

Transição Energética

Realizar uma avaliação dos potenciais do hidrogênio natural como recurso energético e insumo de produção, considerando o alinhamento com a legislação vigente;

Apresentar informações sobre recursos, reservas e produção nacional de minerais estratégicos, incluindo os nucleares, para a transição energética relativos ao ano de referência; e

Em cooperação com o Departamento de Tecnologia e Transformação Mineral do MME, além de vinculadas da área, realizar estudos para o levantamento de custo de instalação e operação, bem como a capacidade média de plantas de extração e transformação mineral relacionadas à transição energética.

Análise Socioambiental

Analisar os impactos de resíduos e as necessidades de reuso e reciclagem de materiais do setor energético.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO
BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO