



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

2031

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

MINISTRO DE ESTADO
BENTO ALBUQUERQUE

SECRETÁRIA EXECUTIVA
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

SECRETÁRIO EXECUTIVO ADJUNTO
BRUNO EUSTÁQUIO FERREIRA CASTRO DE CARVALHO

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
RAFAEL BASTOS DA SILVA

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
PEDRO PAULO DIAS MESQUITA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 2032 5555

WWW.MME.GOV.BR



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

PRESIDENTE
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
GIOVANI VITÓRIA MACHADO

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
ERIK EDUARDO REGO

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ANGELA REGINA LIVINO DE CARVALHO

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESCRITÓRIO CENTRAL

PRAÇA PIO X, 54
20091-040 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.EPE.GOV.BR

Catálogo na Fonte

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022

1v.: il.

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

Participantes MME

COORDENAÇÃO GERAL

PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA

ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO — SPE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO

COORDENAÇÃO ADJUNTA:

GUSTAVO SANTOS MASILI

EQUIPE TÉCNICA:

ADÃO MARTINS TEIXEIRA JUNIOR

ALEXANDRA ALBUQUERQUE MACIEL

BEATRIZ MOREIRA ALVES

CARLOS ALEXANDRE PRÍNCIPE PIRES

CARLOS AUGUSTO AMARAL HOFFMANN

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

DIOGO SANTOS BALEEIRO

ESDRAS GODINHO RAMOS

GIACOMO PERROTTA

GEVALTER DE FREITAS NEVES

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

GUILHERME ZANETTI ROSA

GUSTAVO CERQUEIRA ATAÍDE

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO

JORGE CURI SADI

KARINA ARAUJO SOUSA

KLEVERSON MANOEL MARQUES GONTIJO

LETÍCIA DOS SANTOS BENSO MACIEL

LÍVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LORENA MELO SILVA

LUIS FERNANDO BADANHAN

MARLIAN LEÃO DE OLIVEIRA

NATHALIA AKEMI TSUCHIYA RABELO

PAULO ÉRICO RAMOS DE OLIVEIRA

PEDRO HENRIQUE SILVA GUIMARAES

REBECCA KRISTINA MENDES DE SOUSA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO

TARITA DA SILVA COSTA

TÉRCIUS MURILO QUITO

THAYANE DE OLIVEIRA VIEIRA FIGUEIREDO

THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

UBYRAJARA NERY GRACA GOMES

VALDIR BORGES SOUZA JÚNIOR

WILLIAM DE OLIVEIRA MEDEIROS

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — SPG

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

JOÃO JOSÉ NORA SOUTO

EQUIPE TÉCNICA:

ALDO BARROSO CORES JÚNIOR

CLAYTON DE SOUZA PONTES

DANIEL LOPES PEGO

DANIELLE LANCHARES ORNELAS

DEVSON MATOS TIMBÓ

ELEAZAR HEPNER

FÁBIO DA SILVA VINHADO

FERNANDO MASSAHARU MATSUMOTO

JAIR RODRIGUES DOS ANJOS

JAQUELINE MENEGHEL RODRIGUES

MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS

MARIANA FERREIRA CARRICONDE DE AZEVEDO

MARISA MAIA DE BARROS

MARLON ARRAES JARDIM LEAL

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES

RENATO CABRAL DIAS DUTRA

RENATO LIMA FIGUEIREDO SAMPAIO

RONNY JOSÉ PEIXOTO

UMBERTO MATTEI

ASSESSORIA ECONÔMICA - ASSEC

HAILTON MADUREIRA DE ALMEIDA

**ASSESSORIA ESPECIAL EM ASSUNTOS REGULATÓRIOS –
AEREG / SE**

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA

ASSESSORIA ESPECIAL DE MEIO AMBIENTE — AESA / SE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

MARIA CEICILENE ARAGÃO MARTINS

EQUIPE TÉCNICA:

HENRYETTE PATRICE CRUZ

RICARDO DA COSTA RIBEIRO

RITA ALVES SILVA

WILMA DO COUTO DOS SANTOS CRUZ

Participantes EPE

COORDENAÇÃO GERAL

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL
FERREIRA

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

GERAL:

PATRICIA COSTA GONZALEZ DE NUNES

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E

AMBIENTAIS:

GIOVANI VITÓRIA MACHADO

ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:

ERIK EDUARDO REGO

ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS:

HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES

ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

COORDENAÇÃO:

CARLA DA COSTA L. ACHÃO

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE MOREIRA GOMES

ALEX YUJHI GOMES YUKIZAKI

ANA CRISTINA BRAGA MAIA

ARNALDO DOS SANTOS J.

CAMILA ARAÚJO FERRAZ

DANIEL KUHNER COELHO

DANIEL SILVA MORO

FLÁVIO RAPOSO DE ALMEIDA

FELIPE KLEIN SOARES

FERNANDA M. P. ANDREZA

GABRIEL KONZEN

GLAUCIO V. RAMALHO FARIA

GUSTAVO NACIFF DE ANDRADE

JAINÉ VENCESLAU ISENSEE

LIDIANE DE A. MODESTO

LENA SANTINI S. M. LOUREIRO

LUCIANO BASTO OLIVEIRA

MARCELO COSTA ALMEIDA

MARCELO H. C. LOUREIRO

MARCELO WENDEL

NATALIA G. DE MORAES

PATRÍCIA MESSER ROSENBLUM

RODRIGO VELLARDO GUIMARÃES

ROGÉRIO MATOS

SIMONE SAVIOLO ROCHA

THIAGO TONELI CHAGAS

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

COORDENAÇÃO:

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR

EQUIPE TÉCNICA:

ANDERSON DA COSTA MORAES

FERNANDA FIDELIS PASCHOALINO

FERNANDA GABRIELA B. DOS SANTOS

FLÁVIO ALBERTO F. ROSA

GLAYSSON DE MELLO MULLER

GUSTAVO PIRES DA PONTE

HERMES TRIGO D. DA SILVA

JOANA D. DE F. CORDEIRO

LEANDRO P. DE ANDRADE

LUIS PAULO S. CORDEIRO

MARIANA DE QUEIROZ ANDRADE

PEDRO AMÉRICO M. DAVID

RAFAELA VEIGA PILLAR

RENATA DE A. M. DA SILVA

RONEY NAKANO VITORINO

SAULO RIBEIRO SILVA

SIMONE Q. BRANDÃO

THAÍS IGUCHI

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO:

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE COUTO DE AMORIM

ANDRÉ LUIZ DA SILVA VELLOSO

ANDRÉ MAKISHI

BRUNO FÁRIA CUNHA

CAIO MONTEIRO LEOCADIO

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

FELIPE MOREIRA GONÇALVES

GUILHERME MAZOLLI FIALHO

HELENA PORTUGAL G. DA MOTTA

JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR

JOSINA SARAIVA XIMENES

MAURO REZENDE PINTO

MICHELE AMEIDA DE SOUZA

PAMELLA E. ROSA SANGY

PAULA MONTEIRO PEREIRA

RENATO H. S. MACHADO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

ESTUDOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COORDENAÇÃO:

JOSÉ MARCOS BRESSANE

EQUIPE TÉCNICA:

ARMANDO LEITE FERNANDES

BRUNO CESAR M. MACADA

BRUNO SCARPA A. DA SILVEIRA

CAROLINA MOREIRA BORGES

DANIEL JOSÉ T. DE SOUZA

DOURIVAL DE S. CARVALHO JUNIOR

FABIANO SCHMIDT
 FABIO DE ALMEIDA ROCHA
 IGOR CHAVES
 JEAN CARLO MORASSI
 JOAO MAURICIO CARUSO
 LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA
 LUIZ FELIPE F. LORENTZ
 MARCELO LOURENÇO PIRES
 MARCELO WILLIAN H. SZRAJBMAN
 MARCOS VINICIUS G. DA S. FARINHA
 MARIA DE FATIMA DE C. GAMA
 PAULO FERNANDO DE M. ARAUJO
 PRISCILLA DE CASTRO GUARINI
 RAFAEL THEODORO A. E MELLO
 RODRIGO RIBEIRO FERREIRA
 RODRIGO RODRIGUES CABRAL
 SERGIO FELIPE F. LIMA
 THAIS PACHECO TEIXEIRA
 THIAGO DE F. R. DOURADO MARTINS
 TIAGO CAMPOS RIZZOTTO
 TIAGO VEIGA MADUREIRA
 VANESSA STEPHAN LOPES
 VINICIUS FERREIRA MARTINS

ESTUDOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

COORDENAÇÃO:
 MARCOS FREDERIDO. F. DE SOUZA

EQUIPE TÉCNICA:
 ADRIANA QUEIROZ RAMOS
 ANA CLAUDIA S. PINTO
 BIANCA N. DE OLIVEIRA
 CAROLINA O. DE CASTRO
 CLAUDIA M. CHAGAS BONELLI
 HENRIQUE P. G. RANGEL
 KATIA SOUZA D'ALMEIDA
 LUIZ P. BARBOSA DA SILVA
 MARCELO F. ALFRADIQUE

NATHALIA OLIVEIRA DE CASTRO
 PAMELA CARDOSO VILELA
 PERICLES DE ABREU BRUMATI
 RAUL FAGUNDES LEGGIERI
 REGINA FREITAS FERNANDES
 ROBERTA DE ALBUQUERQUE CARDOSO
 VICTOR HUGO TROCATE DA SILVA

ESTUDOS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS

COORDENAÇÃO:
 ANGELA OLIVEIRA DA COSTA

EQUIPE TÉCNICA:
 BRUNO R. LOWE STUKART
 CARLOS A. GOES PACHECO
 CARLOS E. R. DE M. LIMA
 DAN ABENSUR GANDELMAN
 EULER J. GERALDO DA SILVA
 FILIPE DE P. FERNANDES SILVA
 GABRIEL DA SILVA A. JORGE
 JULIANA R. DO NASCIMENTO
 KRISEIDA C. P. G. ALEKSEEV
 LEONIDAS B. O. DOS SANTOS
 MARCELO C. B. CAVALCANTI
 MARINA DAMIÃO BESTETI RIBEIRO
 PATRÍCIA F. B. STELLING
 PAULA ISABEL DA COSTA BARBOSA
 RACHEL MARTINS HENRIQUES
 RAFAEL BARROS ARAUJO
 RAFAEL MORO DA MATA

ESTUDOS SOCIOAMBIENTAIS

COORDENAÇÃO:
 ELISANGELA MEDEIROS DE ALMEIDA

EQUIPE TÉCNICA:
 ALFREDO LIMA SILVA
 ANA DANTAS M. DE MATTOS

ANDRÉ CASSINO FERREIRA
 ANDRÉ VIOLA BARRETO
 BERNARDO REGIS G. DE OLIVEIRA
 CARINA RENNO SINISCALCHI
 CAROLINA M. H. DE G. A. F. BRAGA
 CLAYTON BORGES DA SILVA
 CRISTIANE MOUTINHO COELHO
 DANIEL DIAS LOUREIRO
 DANIEL FILIPE SILVA
 GLAUCE MARIA LIEGGIO BOTELHO
 GUILHERME DE PAULA SALGADO
 GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
 HERMANI DE MORAES VIEIRA
 KÁTIA G. SOARES MATOSINHO
 JULIANA VELLOSO DURÃO
 LEONARDO DE SOUSA LOPES
 LEYLA A. FERREIRA DA SILVA
 LUCIANA ÁLVARES DA SILVA
 MARCOS RIBEIRO CONDE
 MARIA FERNANDA BACILE PINHEIRO
 MARIANA LUCAS BARROSO
 MARIANA R. DE C. PINHEIRO
 PAULA CUNHA COUTINHO
 PEDRO NINÔ DE CARVALHO
 ROBSON DE OLIVEIRA MATOS
 SILVANA ANDREOLI ESPIG
 VALENTINE JAHNEL
 VERÔNICA S. DA M. GOMES
 VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

ASSESSORES DAS DIRETORIAS

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS:
 JEFERSON BORGHETTI SOARES
 ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:
 RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO
 ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS:
 ALEXANDRE COBBETT STAEL COSME

Apresentação

Após uma profunda onda de impactos da pandemia do Coronavírus (COVID-19), o mundo se vê diante do desafio de superação e transformação em busca da retomada das atividades econômicas. Nesse panorama, a nova edição do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), pautada nos pilares de previsibilidade, método, processo, transparência e racionalidade, se apresenta como um importante instrumento para delinear as perspectivas de investimentos e avanços do setor energético em nosso país para a próxima década.

Em meio à retomada das discussões mundiais sobre as bases finais do Acordo de Paris na Conferência das Partes (COP26) em Glasgow, o Brasil manteve sua posição de liderança no contexto da transição energética, não só ampliando seus compromissos assumidos na Contribuição Nacional Determinada (NDC) de dezembro de 2020 para metas mais ambiciosas, como também participando ativamente da construção do mercado de carbono criado na conferência.

Cabe destacar, ainda, o contexto já inteiramente privilegiado que conquistamos, visto que hoje as matrizes energética e elétrica brasileiras já são compostas por 44% e 85% de fontes renováveis, respectivamente, com perspectivas para alcançar 48% e 83%. Para isso, serão necessários investimentos da ordem de mais de 3,2 trilhões nos próximos 10 anos, sendo R\$ 2,7 trilhões relacionados a petróleo, gás natural e biocombustíveis, e quase R\$ 530 bilhões a geração e transmissão de energia elétrica, diante do cenário de crescimento econômico estimado de 2,9% ao ano.

Nesta edição, o plano trouxe um capítulo inédito referente ao hidrogênio que, em escala mundial, é considerado um potencial propulsor para a descarbonização das grandes economias, principalmente por representar uma forma de armazenamento de energia que pode ser usada para diminuir os índices de emissão de setores econômicos de difícil abatimento. Além disso, buscando um alinhamento e vislumbre das oportunidades para o desenvolvimento dessa indústria e mercado no nosso país, recentemente aprovamos o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Por fim, cabe ressaltar a importância de uma atuação transparente e conjunta entre todas as instâncias dos poderes legislativo e executivo, órgãos de controle, a sociedade e as entidades privadas, de forma a construir um mecanismo harmonioso de desenvolvimento. Aqui, comentamos o apoio do Congresso Nacional nas reformas para a modernização do setor elétrico, como: a Lei nº 14.182/2021, referente à desestatização da Eletrobras; a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), instituída pela MP nº 1.055/2021, que não só auxiliou o país no enfretamento da escassez hídrica vencida no ano passado, como permitiu um aprimoramento metodológico das previsões do setor para esse e futuros documentos; e a Lei nº 14.120/2021, que permitiu o alívio tarifário aos consumidores e a realização de leilões para robustecer o atendimento das necessidades sistêmicas, além de prever a estruturação financeira da usina de Angra 3. Além disso, tivemos o avanço advindo da publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), que propiciará a atração de importantes investimentos para o setor nos próximos anos.

Encerro ponderando que, ainda que o cenário de restrições afete o país em alguns aspectos, é determinante que o diálogo, as políticas e as decisões do setor energético brasileiro continuem orientando os investimentos e o aprimoramento do setor energético.

BENTO ALBUQUERQUE

Ministro de Estado de Minas e Energia

Índice

Participantes MME.....	3
Participantes EPE.....	5
Apresentação.....	7
Índice	8
Introdução	12
1. Premissas Gerais	22
1.1 Perspectivas Sociodemográficas	22
1.2 Perspectivas para a Economia Mundial.....	23
1.3 Perspectivas para a Economia Nacional: referência	24
1.4 Cenários alternativos.....	29
2. Demanda de Energia.....	34
2.1 Consolidação por Setor.....	35
2.1.1 Industrial.....	36
2.1.2 Transportes.....	38
2.1.3 Edificações e Serviços Públicos.....	41
2.2 Consolidação por Fonte.....	48
2.2.1 Biocombustíveis.....	48
2.2.2 Derivados de Petróleo	49
2.2.3 Eletricidade	50
Apresentação dos Capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.....	58
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica.....	60
3.1 Metodologia	62
3.1.1 Metodologia das restrições operativas	65
3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2031	69
3.2.1 Impacto das restrições operativas no caso base do PDE 2031	73
3.3 Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal.....	79
3.4 Recursos Potencialmente Disponíveis para Expansão	84
3.4.1 O hidrogênio e seu uso para o setor elétrico	92
3.5 Rodada Livre	98
3.6 Política Energética e Principais Premissas para o Cenário de Referência	103
3.7 Cenário de Referência	104
3.8 Estimativa de Emissões de GEE	112

4.	Transmissão de Energia Elétrica	114
4.1	Planejamento da Expansão da Transmissão	114
4.2	Temas Importantes em Discussão.....	116
4.2.1	Adequação dos estudos proativos de transmissão	116
4.2.2	Planejamento flexível de sistemas elétricos.....	118
4.2.3	Integração das usinas térmicas da Lei nº 14.182/2021	121
4.2.4	Tratativas sobre as interligações internacionais existentes	123
4.2.5	Aprimoramento do sinal locacional para os geradores.....	126
4.3	Interligações Elétricas Regionais	128
4.3.1	Evolução já planejada dos limites das interligações.....	128
4.3.2	Expansões das interligações em fase de estudo	131
4.4	Sinalização Econômica para o Setor	132
4.4.1	Investimentos previstos e evolução física do SIN.....	132
4.4.2	Ativos em final de vida útil regulatória.....	139
4.4.3	Tarifas de uso do Sistema de Transmissão	140
	Conclusão dos Capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.....	147
5.	Produção de Petróleo e Gás Natural	150
5.1	Previsão da Produção de Petróleo	151
5.2	Previsão da Produção de Gás Natural	153
5.3	Previsão da Produção no ambiente <i>onshore</i>	157
5.4	Previsão da Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente	160
5.5	Análise de Sensibilidade para o Aumento da Produção <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i> no horizonte do PDE 2031	161
5.5.1	Aumento da produção pela extensão da vida dos campos e aumento do fator de recuperação (FR).....	162
5.5.2	Contribuição da oferta permanente no aumento das reservas e da produção dentro do horizonte do PDE 2031.....	165
5.6	Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P	166
5.7	Investimentos e Excedentes de Petróleo	167
6.	Abastecimento de Derivados de Petróleo	172
6.1	Preços internacionais de petróleo e derivados	172
6.2	Oferta nacional de derivados de petróleo.....	177
6.3	Infraestrutura nacional de transportes de derivados	191
7.	Gás Natural	198
7.1	Infraestrutura	198
7.2	Preços	201

7.3 Demanda	204
7.3.1 Demanda não termelétrica.....	204
7.3.2 Demanda termelétrica.....	205
7.3.3 Projeções de demanda	205
7.4 Oferta.....	206
7.4.1 Oferta nacional	207
7.4.2 Oferta importada.....	208
7.4.3 Projeção de oferta potencial	209
7.5 Balanço	211
7.6 Simulações para a Malha Integrada	214
7.6.1 Malha Nordeste.....	214
7.6.2 Malha Sudeste	216
7.6.3 Malha Centro-Oeste/SP/Sul	217
7.7 Investimentos	218
8. Oferta de Biocombustíveis	222
8.1 Políticas Públicas para Biocombustíveis	222
8.1.1 Renovabio	223
8.2 Etanol.....	223
8.2.1 Oferta de Etanol no Brasil.....	223
8.2.2 Demanda Total de Etanol	230
8.2.3 Logística	233
8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar	236
8.4 Biodiesel	238
8.5 Outros biocombustíveis.....	245
8.5.1 Biogás / Biometano da cana-de-açucar	245
8.5.2 Combustíveis sustentáveis de aviação	246
8.5.3 Combustíveis alternativos para uso marítimo.....	248
9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos	252
9.1 Considerações Iniciais.....	252
9.2 Eficiência Energética.....	254
9.3 Micro e Minigeração Distribuída	267
9.4 Armazenamento Atrás do Medidor.....	275
9.5 Autoprodução não injetada na rede	285
9.6 Energia Solar Térmica	286
10. Análise Socioambiental	290

10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão	291
10.2 Análise Socioambiental Integrada	292
10.3 Energia e Mudança do Clima	308
11. Consolidação dos Resultados	323
11.1 A Transição energética no horizonte decenal	336
12. Hidrogênio	341
12.1 Introdução	341
12.2 Dinâmica e Usos do Hidrogênio	346
12.2.1 Dinâmica da cadeia do hidrogênio	346
12.2.2 Mercado atual	351
12.2.3 Perspectivas tecnológicas.....	356
12.3 Potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil.....	357
12.3.1 Mercado potencial.....	363
12.4 Oportunidades e Desafios	366
Lista de Boxes.....	369
Lista de Figuras	371
Lista de Tabelas.....	373
Lista de Gráficos.....	376
Referências Bibliográficas.....	382
Agradecimentos	400
Anexo A: Geração Centralizada de Energia Elétrica.....	404
Anexo B: Hidrogênio.....	410

Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um estudo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio das equipes do Ministério de Minas e Energia, coordenados pelas Secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME).

Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, 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, 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 incentivando a 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 reiterar 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, especialmente no atual momento, em que os impactos decorrentes da pandemia da Covid-19 ainda são um desafio. Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas à incerteza 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 orientar as ações e decisões dos agentes 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 Estudo 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.

A preparação do PDE 2031 foi iniciada no primeiro trimestre de 2021, com conclusão em janeiro de 2022. Além da busca por se explorar as incertezas da retomada da economia em decorrência da pandemia da Covid-19, assim como seus reflexos no planejamento, também estão refletidos no plano aprendizados provenientes do recente período de escassez hídrica, além de maior destaque para questões relacionadas ao processo de transição energética. Dados de gráficos e tabelas, as figuras, os textos explicativos e as notas metodológicas estão disponíveis na página do PDE 2031 no site da EPE (www.epe.gov.br).

ENFOQUE DOS ESTUDOS

Para a economia mundial, espera-se uma recuperação mais significativa no curto prazo, alcançando taxas mais moderadas no médio prazo. A expectativa é de que haja um crescimento médio de 3,3% a.a. no horizonte decenal. Dentre as premissas adotadas para o cenário mundial destaca-se a maior participação dos países em desenvolvimento no crescimento global em detrimento das economias desenvolvidas, que devem apresentar taxas mais modestas. Além disso, vale ressaltar a mudança de modelo de desenvolvimento da China que deve levar a uma desaceleração do seu crescimento, o que pode impactar os seus principais parceiros comerciais e o comércio mundial. É importante ressaltar que existem riscos importantes para o cenário internacional, como a evolução da pandemia da Covid-19 com o surgimento de novas variantes e a eventual necessidade de adoção de medidas restritivas e aqueles relacionados às questões geopolíticas.

No que diz respeito à economia brasileira, esta deve apresentar uma dinâmica de recuperação nos próximos anos, alcançando um crescimento médio anual do Produto Interno Bruto (PIB) de 2,9% no horizonte decenal, com taxas semelhantes nos macrossetores: agropecuária (2,8% a.a.), indústria (3,1% a.a.) e serviços (3% a.a.). No médio prazo, espera-se um ambiente de maior estabilidade que permita uma expansão dos investimentos, sobretudo de infraestrutura, e a realização de reformas, ainda que parciais, que promoverão ganhos de produtividade e competitividade, essenciais para o crescimento de médio e longo prazo.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico ocorra de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais aconteça de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante variada. Iniciativas no âmbito do governo federal, como o “Novo Mercado de Gás”, “Abastece Brasil” e “Renovabio” têm potencial de promover o desenvolvimento de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Em particular, a evolução da

demanda de gás natural estará fortemente condicionada à competitividade desta fonte frente a outros energéticos substitutos e do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo.

O consumo de energia apresenta uma tendência de eletrificação ao longo do horizonte decenal. A expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça acima do ritmo de expansão econômica, resultando em uma elasticidade-renda de 1,20, sob influência tanto do consumo na rede quanto de autoprodução e Micro e à Minigeração Distribuída (MMGD).

No cenário de referência, espera-se que a carga de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) cresça à taxa média de 3,4% a.a. entre 2021 e 2031. Entretanto, considerando-se a grande incerteza para o período decenal, foram elaborados dois cenários alternativos para os requisitos de geração, cuja diferença no ano final do horizonte em estudo é de 14,4 GW médios (14%) entre os cenários superior e inferior.

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

Os estudos de expansão da geração centralizada foram elaborados no período em que o sistema elétrico brasileiro enfrentava a maior crise hídrica de seu histórico. Nesse sentido, um dos principais objetivos almejados foi a incorporação de lições aprendidas, que apontassem para soluções estruturais de planejamento, e que são colocados para amplo debate com a sociedade através deste relatório. Inicialmente, é importante destacar a diversificação da matriz a partir de investimentos em fontes renováveis além das hidrelétricas, como eólica, biomassa e fotovoltaica, complementada pela expansão de geração despachável, como as termelétricas a gás natural. A fonte hídrica, que no começo do século representava 83% da capacidade instalada, deverá reduzir sua participação relativa

para 46% até o final do horizonte (considerando também o crescimento da geração distribuída).

Por outro lado, a medida em que a configuração do parque gerador se altera, novos desafios surgem para a garantia do suprimento futuro. Dentre as lições aprendidas no biênio 2020/2021, a situação de escassez hídrica evidenciou como os diferentes usos da água impactam na gestão dos reservatórios e trouxe à luz que a forma como as restrições operativas das Usinas Hidroelétricas (UHE) estão representadas nos modelos energéticos pode ser aperfeiçoada. Nesse sentido, o PDE 2031 propõe uma nova abordagem para o uso das restrições existentes no modelo Newave que pode trazer maior realismo e previsibilidade sobre o gasto energético que ocorre nas UHE. Esse avanço é uma pronta resposta que o PDE 2031 traz, em busca de maior previsibilidade para o setor e antecipação das suas indicações.

O capítulo de geração já vem considerando os novos critérios de suprimento considerando, dessa forma, critérios explícitos para o suprimento de potência e atualização dos critérios de suprimento de energia, em conformidade com a nova realidade do sistema. A partir desses critérios o PDE 2031 apresenta uma avaliação dos requisitos do SIN, antes de abordar os cenários de expansão. O uso da nova abordagem para a representação das restrições operativas nos modelos teve reflexo nos requisitos do sistema, tanto nas dimensões energia quanto potência.

O relatório do PDE 2031 traz dois exercícios de expansão chamados “Rodada Livre”, que considera apenas as decisões do modelo matemático a partir de seus dados de entrada, e a Expansão de Referência, que incorpora as diretrizes de política energética, dentre elas o disposto na Lei n. 14.182/2021. A expansão indicativa resultante da Rodada Livre manteve a tendência que vem sendo apontada nos ciclos anteriores, com predominância das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica para o atendimento de energia com a complementação de usinas termelétricas sem geração compulsória para o suprimento de potência. Já na Expansão de Referência percebe-se a substituição de parte desta

oferta por usinas termelétricas com geração compulsória.

As duas expansões apresentadas atendem aos critérios de suprimento, mesmo considerando situações mais severas em decorrência da nova modelagem de restrições adotada.

Avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal estão mantidos no PDE 2031, como o uso do modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE. Como tecnologias candidatas para o cenário de referência, os resíduos sólidos urbanos (RSU), as usinas fotovoltaicas flutuantes, a resposta da demanda e a ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente também foram consideradas.

Devido ao grande esforço despendido para a incorporação dos avanços citados, o PDE 2031 trará os *what-ifs* do capítulo de geração em uma publicação futura.

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

Sob essa ótica, são descritas as diversas estratégias que vêm sendo consideradas nos estudos de expansão da transmissão de modo a viabilizar a integração e o escoamento de geração das diversas fontes energéticas, dentre elas as eólicas e as fotovoltaicas, as quais vêm apresentando protagonismo cada vez maior no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

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

Ao final do capítulo, é apresentada importante sinalização econômica para o setor de transmissão,

incluindo estimativas de investimento em linhas de transmissão e subestações nos próximos anos.

No capítulo de Produção de Petróleo e Gás são apresentadas as previsões da produção de petróleo e gás natural, com destaque para a contribuição do pré-sal no horizonte e para a análise de sensibilidade realizada para o aumento da produção líquida de gás natural.

O capítulo apresenta, ainda, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), os investimentos e o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor e nas demandas por plataformas do tipo Unidades Estacionárias de Produção (UEPs).

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 31 de julho de 2021, data até quando foram incorporadas informações sobre dados de reserva, previsão de produção de campos, dados de áreas em avaliação e dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), dentre outras informações sobre as concessões exploratórias.

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

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

Já na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados para as concessões da Cessão Onerosa. No PDE 2031, os excedentes da

Cessão Onerosa correspondem aos volumes médios do intervalo divulgado para estas concessões, que foram incorporados às reservas, proporcionando o aumento do fluxo da produção.

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

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

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

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

No caso dos recursos não descobertos sem contratos, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com extrema complexidade ambiental, indicadas por órgãos licenciadores e reguladores,

têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões da produção.

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

O capítulo destaca que o quadro de elevada movimentação de volumes de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do País, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional.

A partir de iniciativas governamentais, espera-se que haja o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente.

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

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

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

elevação da oferta oriunda de unidades de processamento de gás natural (UPGNs), com o processamento do gás natural nacional.

A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.

Iniciativas do Governo Federal também buscam identificar e incentivar a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e promover a cabotagem no País. Investimentos em infraestrutura logística de derivados de petróleo serão importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

No capítulo de Gás Natural, são apresentados os resultados dos estudos da evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2021 a 2031. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. Em seguida, a seção de projeção de preços de gás natural apresenta a faixa mais provável de preços nacionais, bem como as projeções de preços de baixa e de alta. O capítulo apresenta ainda, a perspectiva de demanda de gás natural (composta pela demanda termelétrica e não termelétrica), a oferta de gás natural (composta pela oferta nacional e pelas importações), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural na malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de importação, escoamento, processamento e transporte de gás natural no País.

Como principais destaques para o mercado de gás natural, devem-se destacar a sanção à Lei 14.134 (Nova Lei do Gás) de 08 de abril de 2021, sendo seguida pelo Decreto 10.712 de 02 de junho de 2021. Destaca-se que esta edição do PDE já incorpora os desdobramentos futuros destas novas regulações.

Com relação às infraestruturas existentes e futuras, espera-se que, no curto prazo entrem em

operação aproximadamente 94 km de novos gasodutos de transporte, uma nova rota de escoamento de gás do pré-sal (Rota 3) e mais uma nova UPGN (UPGN Polo Gaslub). São considerados, neste capítulo, uma expansão ainda mais expressiva quando consideramos os estudos da EPE em relação a projetos indicativos de gasodutos de transporte, escoamento, terminais de gás natural liquefeito (GNL) e UPGNs.

Para os preços de gás natural destaca-se que a maior diversidade de agentes e a maior liquidez trazidas pelo Novo Mercado de Gás podem fazer com que o mercado brasileiro migre para uma lógica de precificação gás-gás, beneficiando-o devido ao acesso ao gás natural a preços competitivos no mercado mundial. Assim, espera-se que o *Henry Hub* passe a ter maior influência nos preços nacionais no curto prazo, possibilitando novos modelos de contratos considerando a indexação a este referencial de preço internacional.

Quanto ao balanço de gás natural, as projeções relativas ao período de 2021 a 2031 na malha integrada consideram crescimento suave da demanda não termelétrica, de aproximadamente 2% ao ano. Por outro lado, a demanda termelétrica apresenta crescimento mais expressivo, principalmente a partir da segunda metade do período, resultando em taxas médias de crescimento de 6% ao ano. Já a oferta potencial de gás natural apresenta-se superior à demanda ao longo de todo o horizonte, crescendo cerca de 3% ao ano.

Por fim, a análise da infraestrutura de transporte de gás natural brasileira para os anos de 2022, 2027 e 2031 revelou que as demandas de gás natural projetadas não sofreriam restrições devido a questões logísticas visto que os 3 subsistemas analisados não apresentam restrições. Destaca-se, no entanto, que condicionantes adicionais como os elevados volumes de produção na bacia do Sergipe-Alagoas, bem como elevação da demanda no trecho sul do Gasbol podem resultar em necessidades de ampliações das infraestruturas existentes.

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e

à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica e de oferta de biodiesel, biogás, bioquerosene de aviação e as perspectivas para combustíveis alternativos para uso marítimo e para a instalação de biorrefinarias, no horizonte do PDE.

As estimativas consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) (BRASIL, 2017a). Esta importante política pública almeja reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE). São também contemplados os desdobramentos do Programa Combustível do Futuro (CNPE, 2021) e os resultados da análise do Grupo de Trabalho sobre a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo Diesel (CNPE, 2020).

Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos englobam os desdobramentos decorrentes da pandemia da Covid-19, cujos impactos no setor de biocombustíveis deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo.

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

No horizonte decenal, espera-se que os esforços direcionados pelo setor sucroenergético com vistas à melhoria dos fatores de produção, adicionados aos sinais positivos provenientes de políticas públicas, desdobrem-se em aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Na área industrial, três fatores deverão proporcionar o

crescimento da oferta de etanol: ocupação de capacidade ociosa de moagem e expansão das unidades existentes, além da implantação de novas unidades produtoras, sobretudo para o etanol de milho. Nesse contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Buscando antecipar possíveis ameaças ao abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, assim como no plano passado, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético. Neste caso, se manteve a indicação de que o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos. Como resultado, o hidratado não ganharia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes.

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

As prospecções que contemplam a participação do biodiesel para os próximos 10 anos consideram o atendimento à mistura mandatória,

para o que será necessária a produção de volumes crescentes do biocombustível. Os percentuais de mistura ao diesel fóssil variarão até 2023 seguindo a legislação em vigor, conforme estabelecido por meio do CNPE. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção. A regulamentação do diesel verde pode trazer oportunidades para a inserção dos hidrocarbonetos parafínicos de origem na biomassa renovável no ciclo Diesel.

O PDE 2031 também compreende as perspectivas para o BioQAV, que se apresenta como uma das alternativas de atendimento aos acordos internacionais para a redução da emissão de GEE pelo setor de aviação. Diante dos desafios econômicos para sua inserção na matriz brasileira, espera-se uma entrada modesta do BioQAV, ao fim do horizonte decenal. Para os combustíveis alternativos para uso marítimo, estima-se que sua adoção no médio e longo prazos, possa contribuir para o atendimento das metas de emissões de poluentes da IMO (Organização Marítima Internacional).

No capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos (RED), são apresentados os resultados da energia conservada. Este indicador é obtido pela diferença entre o consumo caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base (2021) e a projeção do consumo final de energia, considerando ganhos de eficiência energética. Nesse PDE, estima-se que a conservação total de energia e os RED atinjam 9% em 2031, enquanto a conservação de energia elétrica e os RED alcancem 21% em 2031. No que se refere à eficiência elétrica, as edificações (que incluem os setores de serviços e residencial) devem contribuir com cerca de 60% dos ganhos totais, enquanto o setor industrial deve ser responsável por mais de 30% desses ganhos em 2031.

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

No que se refere à MMGD, houve um recorde de instalações em 2021. Foram adicionados quase 400 mil novos sistemas de geração distribuídos, totalizando 3,8 GW no ano. No início de 2022 foi sancionada a Lei n. 14.300 que instituiu o marco legal da MMGD, trazendo, dentre outros temas, maior previsibilidade sobre as regras de incentivo para essa modalidade de geração.

O novo marco legal foi considerado nas projeções do PDE 2031. Dessa forma, espera-se que haja a continuidade do grande interesse por instalações de MMGD na próxima década. No cenário Referência, o PDE indica uma capacidade instalada acumulada em 2031 igual a 37 GW, distribuídos em pouco mais de quatro milhões de unidades de geração. Essa capacidade deve contribuir com aproximadamente 7% da carga nacional.

Assim como no plano passado, foi feita análise da competitividade de baterias atrás do medidor, que mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. No entanto, uma queda de custos além do previsto pode alterar as projeções para essa tecnologia. E pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.

No Capítulo de Análise Socioambiental são apresentadas as análises que subsidiam a definição da expansão desse PDE e a análise integrada em que são discutidas as principais questões socioambientais da expansão. Adicionalmente, foram identificados desafios e oportunidades socioambientais estratégicos. Na seção Energia e Mudança do Clima, discutem-se os acordos e as políticas climáticas, o perfil das emissões de GEE no decênio, a adaptação às mudanças climáticas, além de desafios, iniciativas e oportunidades do setor energético relacionadas à mudança do clima.

A variável ambiental contribuiu para a expansão apresentada neste PDE por meio de uma avaliação processual de usinas hidrelétricas, que estima o ano de entrada de operação das hidrelétricas para o modelo de expansão da geração,

e de uma análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. A avaliação processual indicou oito UHEs com possibilidade de operação no horizonte decenal. Já a análise de complexidade indicou um desconto de 8% e 9% do volume previsto das Unidades Produtivas da União (UPUs) para gás natural e petróleo, respectivamente, além da aplicação de um prazo adicional para o licenciamento ambiental para seis Unidades Produtivas (UPs).

Diante da expansão prevista no PDE 2031, a análise socioambiental integrada indicou sete temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto planejado. A partir daí, foram identificados três desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2031: a compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; a compatibilização da geração de energia com o uso da água; e a gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia. Para os três desafios é importante que o setor de energia busque soluções, iniciativas e tecnologias inovadoras a fim de lidar com essas questões. Destaque foi dado à escassez hídrica e à crise de 2021 e como o setor está lidando com o problema.

Adicionalmente foram reconhecidas como oportunidades socioambientais estratégicas: o “aproveitamento energético dos resíduos”, por ser uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos; a “otimização de recursos e de infraestrutura” que contribui para um melhor aproveitamento do recurso energético e a minimização de impactos socioambientais; e os “mecanismos de sustentabilidade para projetos energéticos” que reforçam a necessidade do setor de identificar mecanismos que promovam a sustentabilidade, gerando benefícios energéticos e agregando valor socioambiental e econômico aos projetos.

Com relação às emissões de gases de efeito estufa e as discussões sobre mudanças do clima, o

próprio PDE se consolida como instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima, visto que é o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas.

Em 2021, o Brasil anunciou atualização da meta da sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), se propondo a reduzir em 37% de suas emissões em 2025 e de 50% em 2030, tendo como base as emissões de 2005. O texto da NDC manteve a opção por não alocar metas formais entre os diferentes setores, de forma que o País pode atingir as metas por diferentes caminhos alternativos.

Dessa forma, destaca-se que o cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal está de acordo com a trajetória apresentada na NDC brasileira. Isso permite afirmar que o cenário do PDE está alinhado com a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

As emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Porém, como o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2031, as emissões do setor serão crescentes. Como esperado, os setores de transporte e industrial se mantêm ao longo do horizonte como os principais responsáveis pelas emissões no setor energético.

Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, mantendo o destaque do Brasil na produção de energia com baixas emissões.

Como novidade, a seção Energia e Mudança do Clima apresenta um subitem dedicado à adaptação às mudanças climáticas. Nele, está uma discussão sobre as ações cada vez mais necessárias para o setor energético se adaptar a mudanças climáticas graduais e a eventos extremos. Também são apresentadas as principais plataformas, projetos

e planos nacionais dedicados ao assunto, além das ações em curso e previstas. Ênfase foi dada à vulnerabilidade da hidroeletricidade quanto à disponibilidade hídrica.

Finalizando o capítulo da Análise Socioambiental apresentam-se os desafios, iniciativas e oportunidades relacionadas à abordagem de emissões e mudanças climáticas, citando temas como precificação de carbono e outros mecanismos financeiros, tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono e a restauração de ambientes naturais para compensar emissões de difícil mitigação.

O cenário de expansão do PDE 2031, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia, mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético para a NDC brasileira.

No capítulo final do plano são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2031 para referência, destacando-se a evolução da oferta interna de energia e da matriz energética e o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia.

NOVIDADES DO PDE 2031

No sentido de aprimorar continuamente a análise e trazer cada vez mais informação relevante para discussão com a sociedade sobre a expansão do setor de energia no País, destacam-se os seguintes avanços incorporados neste ciclo do PDE 2031:

1. O capítulo de Produção de Petróleo e Gás Natural apresentou dois novos itens. O primeiro tratou da previsão da produção no ambiente *onshore*, com um destaque para esse ambiente considerando a curva de referência. O segundo apresentou uma análise de sensibilidade para o aumento da produção *onshore* e *offshore*, incluindo a extensão da vida e o aumento do fator de recuperação de campos desinvestidos, e a contribuição da Oferta Permanente para o aumento das reservas e da produção no decênio.

2. No capítulo de Análise Socioambiental, buscou-se dar maior ênfase para a adaptação às mudanças climáticas. As discussões acerca do assunto têm se ampliado e deverão ser pauta importante nos anos vindouros. As fontes renováveis de energia ao mesmo tempo que são solução para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, também são mais vulneráveis a alterações do clima. Neste ciclo, foi dada atenção especial às incertezas quanto à disponibilidade hídrica futura e aos impactos sobre a geração hidrelétrica das usinas existentes e planejadas.
3. O capítulo de Consolidação dos Resultados apresenta uma abordagem, no contexto da transição energética, dos principais aspectos considerados nas projeções dos próximos 10 anos. Esta visão transversal do planejamento envolve diversas dimensões visando a transformações amplas nos sistemas socioeconômicos e em suas relações com o meio ambiente.
4. O Hidrogênio, por oferecer uma alternativa para setores de difícil abatimento de emissões de carbono, bem como por constituir também um vetor energético, é tratado em capítulo extraordinário neste PDE 2031. Podendo ser utilizado tanto para o armazenamento de energia quanto para o acoplamento do setor de energia aos setores de indústria e transportes, este recurso vem atraindo a atenção de investimentos, especialmente no mercado de hidrogênio de baixo carbono. As diversas iniciativas recentes ligadas ao desenvolvimento do mercado global de hidrogênio são um reflexo dessas oportunidades, sendo o Brasil um potencial supridor para o mercado doméstico e internacional, considerando a produção por diferentes rotas tecnológicas. Dada a magnitude desse potencial mercado nos próximos anos, assim como seu impacto nos diversos setores, torna-se fundamental a inserção do hidrogênio no planejamento energético.

1. Premissas Gerais

Neste capítulo serão apresentadas as premissas adotadas no PDE 2031 acerca da evolução esperada nos próximos dez anos da população e domicílios brasileiros, bem como da economia mundial e nacional, as quais subsidiaram as projeções de demanda de energia.

É importante destacar que o trabalho de elaboração de cenários e projeções para o médio e longo prazo é bastante desafiador em qualquer contexto, dado o alto grau de incerteza quanto ao futuro. Esse trabalho se torna ainda mais complexo quando o mundo ainda enfrenta os impactos da pandemia da Covid-19 e as incertezas são ainda maiores. Por esse motivo, neste estudo foram

realizados exercícios de sensibilidade. A partir de um conjunto de premissas sociodemográficas e de economia mundial, foram desenhados três cenários para a economia nacional: um cenário de referência, de maior probabilidade, e dois cenários alternativos – inferior e superior – desenvolvidos a partir da sensibilidade do comportamento das variáveis consideradas chave para o crescimento econômico nos próximos dez anos.

Os cenários desenhados e as premissas adotadas são descritas a seguir e podem ser encontradas em maior nível de detalhes na Nota Técnica “Cenários econômicos para os próximos 10 anos”, publicada em dezembro de 2021 pela EPE.

1.1 Perspectivas Sociodemográficas

Nos próximos dez anos, espera-se que haja a continuidade da tendência de desaceleração do crescimento da população brasileira observada no histórico recente, alcançando uma taxa média de crescimento de 0,6% a.a. entre 2021 e 2031, passando de cerca de 214,1 milhões em 2021¹ para um patamar de 226,3 milhões de habitantes em 2031. A evolução esperada para a população brasileira até 2031 pode ser vista no **Gráfico 1 - 1**².

Esse menor crescimento demográfico pode gerar impactos importantes para o crescimento econômico nacional de médio e longo prazo, já que isso pode implicar em uma menor disponibilidade de mão-de-obra, porém isso depende de como o capital humano evoluirá ao longo do horizonte temporal considerado neste estudo.

Pelo aspecto regional, não se espera alterações significativas da distribuição demográfica. Ainda que haja perspectiva de um crescimento

populacional mais substancial nas regiões Norte e Centro-Oeste, a maior parte da população brasileira continuará concentrada no Sudeste (41,8%) em 2031, conforme pode ser visto no **Gráfico 1 - 2**.

No que diz respeito aos domicílios, espera-se que tenham uma expansão mais forte que a da população no período decenal, em linha com as premissas gerais de aumento de renda da população e de redução gradual do déficit habitacional. A expectativa é que os domicílios permanentes particulares cresçam, em média, 1,5% a.a. no mesmo período, passando de cerca de 72 milhões em 2021 para o patamar de 84 milhões de domicílios em 2031.

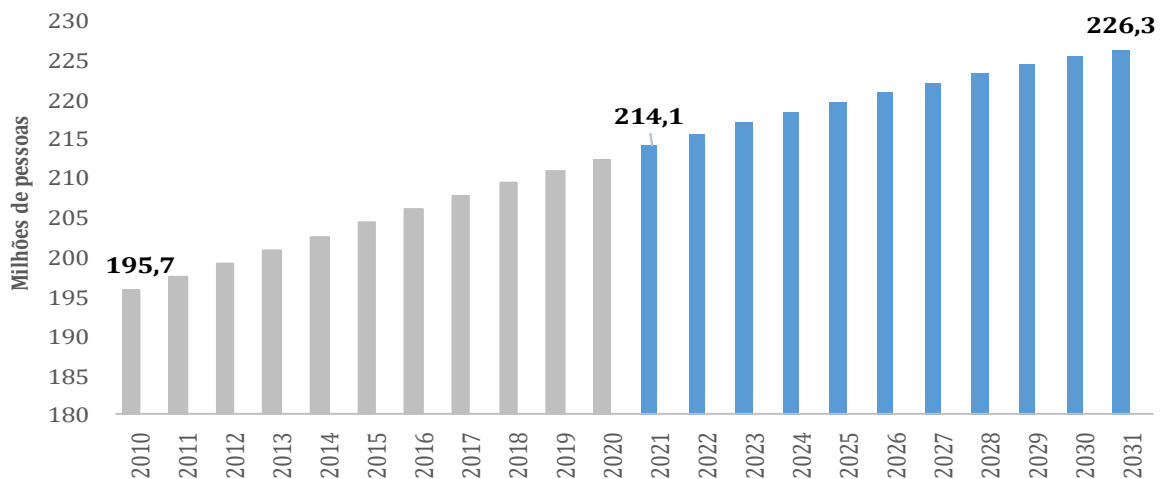
Sendo assim, há uma queda da relação habitantes por domicílio ao longo do horizonte decenal, passando de cerca de 3 em 2021 para 2,7 em 2031.

¹ Os dados demográficos e de domicílios referentes a 2021 são projeções da EPE.

² As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo “Projeções da população: Brasil e

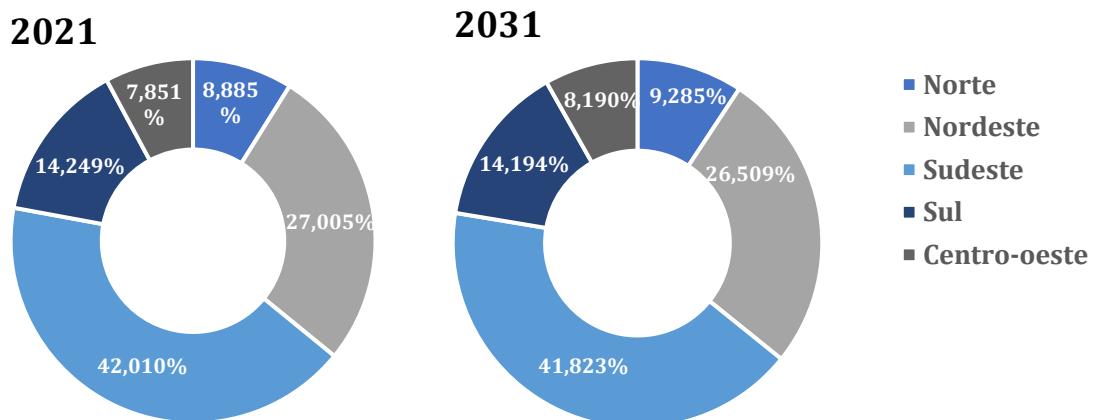
unidades da federação”, de 2018, do IBGE. Entretanto, é feito um ajuste para alteração da data base de 01 de julho para 31 de dezembro.

Gráfico 1 - 1: Evolução da população brasileira



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

Gráfico 1 - 2: Evolução da população brasileira por regiões geográficas



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

1.2 Perspectivas para a Economia Mundial

Compreender como será a dinâmica da economia global é crucial para entender como a economia brasileira pode aproveitar as oportunidades futuras, bem como enfrentar potenciais desafios que possam surgir no médio e longo prazos. Sendo assim, esse estudo contempla as principais premissas para a economia mundial, tendo como base nos estudos World Economic Outlook de abril e de julho de 2021, do Fundo

Monetário Internacional (FMI), para o horizonte até 2026. Para o longo prazo, foram construídas premissas ancoradas em estudos como Exxon (2019), OCDE (2018) e PWC (2017).

A pandemia da Covid-19 impactou fortemente a economia global em 2020. Segundo FMI (2021), nesse ano houve uma queda de 3,3% do PIB mundial e de 8,5% para o comércio mundial. A expectativa é que em 2021 haja uma recuperação expressiva,

ainda que o ritmo de recuperação dos países seja diferente. Já nos anos seguintes, espera-se que a economia global volte a um patamar de crescimento mais moderado.

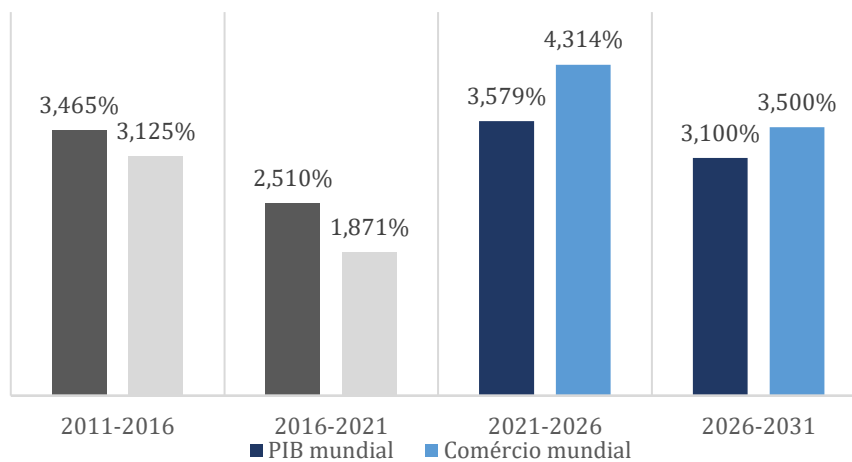
Após um ano de retração da atividade econômica, é esperado que os países desenvolvidos apresentem uma recuperação substancial no curto prazo, com destaque para os Estados Unidos. Nos anos posteriores, a perspectiva é que o crescimento dessas economias seja mais modesto, em parte, pelo envelhecimento populacional, que pode ter impactos na disponibilidade de mão-de-obra no longo prazo.

Por outro lado, os países em desenvolvimento devem ter um maior ritmo de expansão, fazendo com que essas economias tenham uma participação cada vez maior na economia mundial. Vale ressaltar que, ao longo do horizonte deste estudo, a China

deve passar por um processo de desaceleração gradual do seu ritmo de crescimento econômico, resultado da sua estratégia de transição para uma estrutura com maior desenvolvimento do setor de serviços e maior participação do consumo, em detrimento da indústria e do investimento. Tal mudança pode ter impactos significativos sobre o comércio mundial, à medida que a demanda por commodities diminua.

Diante disso, espera-se que o PIB e o comércio mundial cresçam, respectivamente, em média, 3,3% a.a. e 3,9% a.a. no período 2021-2031, conforme pode ser visto no **Gráfico 1 - 3**. É importante ressaltar que o nível de incerteza ainda é muito elevado, logo existe uma série de riscos que podem comprometer a concretização desse cenário, como o surgimento de novas variantes do vírus que tornem as vacinas ineficazes, conflitos geopolíticos, dentre outros.

Gráfico 1 - 3: Evolução do PIB e do comércio mundial



Fonte: EPE (projeções) e FMI (histórico). Nota: Projeção EPE para 2021.

1.3 Perspectivas para a Economia Nacional: referência

Após registrar retração de 4,1% no PIB nacional em 2020, impactada pela pandemia da Covid-19, a economia brasileira apresentou um processo de recuperação ao longo de 2021. Esse crescimento é impulsionado, de um lado, pela expansão da demanda externa em meio a retomada das economias internacionais, e de outro, pelo

avanço da vacinação da população brasileira, que teve início em janeiro e vem seguindo o ritmo definido no Plano Nacional de Imunização, com expectativa de imunização de grande parte da população brasileira até o final do ano de 2021.

No entanto, ainda são incertos os desdobramentos da pandemia da Covid-19, com o surgimento de novas variantes e do aumento recente do número de casos em alguns países. Apesar desse aumento, o avanço da vacinação no mundo tem permitido a redução do número de óbitos pela doença.

Em virtude dessas questões e da incerteza inerente à construção de cenários econômicos de médio e longo prazo, foram traçadas duas sensibilidades, além do cenário de referência, que será descrito nesta seção.

Tendo como plano de fundo as premissas gerais descritas anteriormente, foi elaborado um cenário mais provável para a economia doméstica. Em linhas gerais, no cenário de referência, o início do horizonte é marcado por uma continuidade do processo de recuperação da economia brasileira da crise da Covid-19 iniciado no segundo semestre de 2020. Nos anos seguintes, a economia deverá crescer em um ritmo moderado, com avanços graduais em reformas econômicas e expansão dos investimentos.

Em relação ao curto prazo, a expectativa é que a imunização de grande parte da população até o final de 2021 contribua para uma redução gradual do número de casos e ausência de novas ondas, permitindo a continuidade do processo que já ocorre atualmente de redução gradativa das medidas de distanciamento social. Esse cenário possibilitará um maior ritmo de crescimento da atividade econômica, consolidando o processo de recuperação da atividade. Ainda no curto prazo, há incertezas relacionadas à evolução da inflação e os impactos da adoção de uma política restritiva pelo Banco Central, bem como à escassez hídrica.

Em termos setoriais, a retomada da atividade deve ser impulsionada principalmente pela indústria, em especial dos setores de transformação e extrativa. Por outro lado, o setor de serviços deverá manter o ritmo gradual de crescimento, conforme a vacinação avança e vão sendo retomadas as atividades com presença de público, e também com a recuperação do mercado de trabalho. A agropecuária deve contribuir para uma taxa positiva

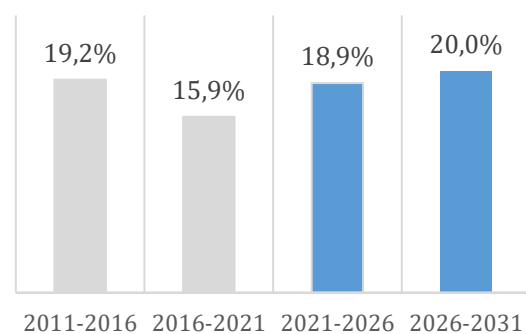
favorecida pelo aumento da demanda externa no período.

Para os próximos anos, espera-se um ambiente de maior estabilidade econômica, com recuperação da confiança tanto dos consumidores quanto dos investidores, além de uma retomada gradual do mercado de trabalho, estimulando a demanda interna.

Além disso, a aprovação de algumas reformas, ainda que de forma parcial, deve contribuir para melhorar o ambiente de negócios e tornar a economia brasileira mais competitiva, sobretudo no segundo quinquênio.

Com um melhor ambiente de negócios e maior confiança dos agentes, há a expectativa de uma maior expansão dos investimentos. Um segmento que deve apresentar destaque nesse horizonte é o de infraestrutura, por conta dos gargalos existentes. Os investimentos nesse setor têm forte impacto sobre a economia como um todo, por conta dos seus efeitos indiretos sobre os demais setores. Além de expandir a capacidade produtiva, torna a economia mais eficiente, gerando ganhos de produtividade. Sendo assim, nesse cenário espera-se que com a evolução da política de concessões, haja uma expansão dos investimentos em infraestrutura, o que reduz os gargalos hoje existentes e gera ganhos de competitividade e produtividade, sobretudo na segunda metade do horizonte. O **Gráfico 1 - 4** mostra a evolução dos investimentos ao longo dos próximos dez anos.

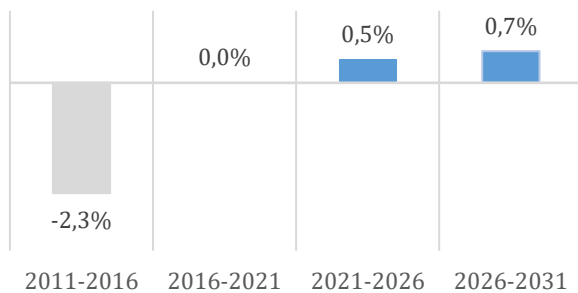
Gráfico 1 - 4: Evolução da taxa de investimento (% do PIB)



Fonte: EPE (projeções) e FMI (histórico). Nota: Projeção EPE para 2021.

Diante disso, espera-se que a produtividade total dos fatores (PTF) apresente um crescimento gradual, porém significativo, dado o histórico recente, como pode ser visto no **Gráfico 1 - 5**. É importante ressaltar que os avanços na PTF serão cada vez mais importantes para o crescimento econômico de longo prazo, dada a menor contribuição demográfica ao longo do horizonte decenal, conforme apresentado na seção 1.1.

Gráfico 1 - 5: Evolução da produtividade total dos fatores (PTF)

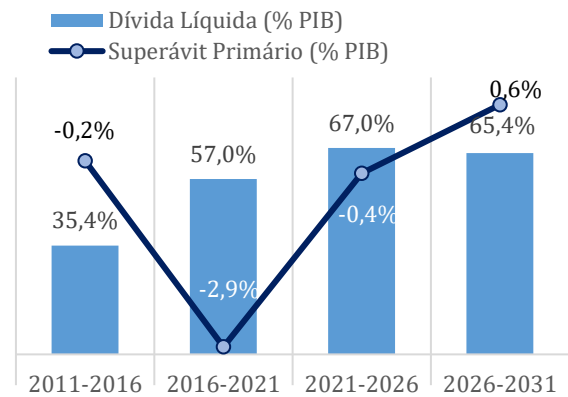


Fonte: EPE (projeções) e FGV (histórico até 2019).
Nota: Projeção EPE para 2021.

No que diz respeito às contas públicas, espera-se que, após o elevado déficit primário em 2020 por conta do aumento dos gastos para conter os impactos da pandemia sobre a economia, a condução da política fiscal volte a ter como objetivo a realização de resultados primários crescentes ao longo dos próximos anos. Com isso, a expectativa é de que a relação Dívida Líquida do Setor Público/PIB

(DLSP/PIB) retorne à trajetória decrescente no fim do primeiro quinquênio. O **Gráfico 1 - 6** mostra a evolução do resultado primário do governo e da relação DLSP/PIB ao longo dos próximos quinquênios.

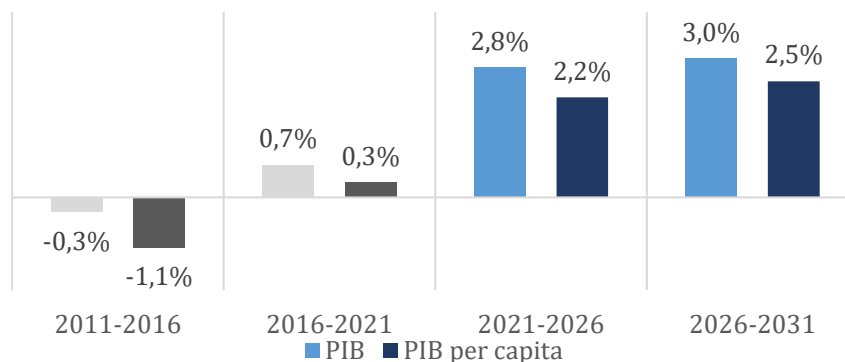
Gráfico 1 - 6: Evolução dos indicadores do setor público



Fonte: BCB (dados históricos), EPE (projeções). Nota: Projeção EPE para 2021.

Diante das premissas analisadas anteriormente, o PIB brasileiro deve apresentar um crescimento médio de 2,9% anuais entre 2021 e 2031, como pode ser visto no **Gráfico 1 - 7**. Já o PIB per capita, deve crescer, em média, 2,3% a.a. no mesmo período, alcançando o patamar de cerca de R\$46 mil em 2031 (em R\$ de 2020).

Gráfico 1 - 7: Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico). Nota: Projeção EPE para 2021.

Pela ótica setorial, espera-se que o cenário de maior estabilidade e de maior confiança dos agentes, em um contexto de demanda interna mais aquecida e de recuperação do mercado de trabalho, permita um ritmo de crescimento mais substancial da indústria e dos serviços. A expectativa também é de que as reformas e os investimentos realizados ao longo do horizonte permitam um ganho modesto de competitividade dos produtores nacionais ao final do horizonte, especialmente na indústria.

A recuperação das economias internacionais deve gerar um impulso adicional, em especial para as commodities agrícolas, minerais e energéticas, dentro das quais se incluem alguns segmentos energointensivos, como a celulose e alguns produtos da metalurgia.

Nesse sentido, espera-se um crescimento médio de 2,8% anual entre 2021 e 2031 para o setor agropecuário, beneficiado pela boa competitividade internacional do país nesses produtos, cuja demanda deverá seguir em expansão nos próximos anos. Cabe mencionar que as premissas para o setor também consideram as perspectivas do relatório “Projeções do Agronegócio: Brasil 2020/2021 a 2030/31” (MAPA, 2021), que prevê para os próximos dez anos uma expansão considerável da produção e do consumo nacional de grãos e carnes.

Com relação à indústria, a expectativa é de um crescimento médio de 3,1% anual entre 2021 e 2031 no horizonte de dez anos (**Gráfico 1 - 8**). Destaca-se, nesse cenário, o bom desempenho esperado para o segmento de extrativa, impulsionado pela demanda internacional por minério de ferro e para a produção de petróleo na região do Pré-Sal.

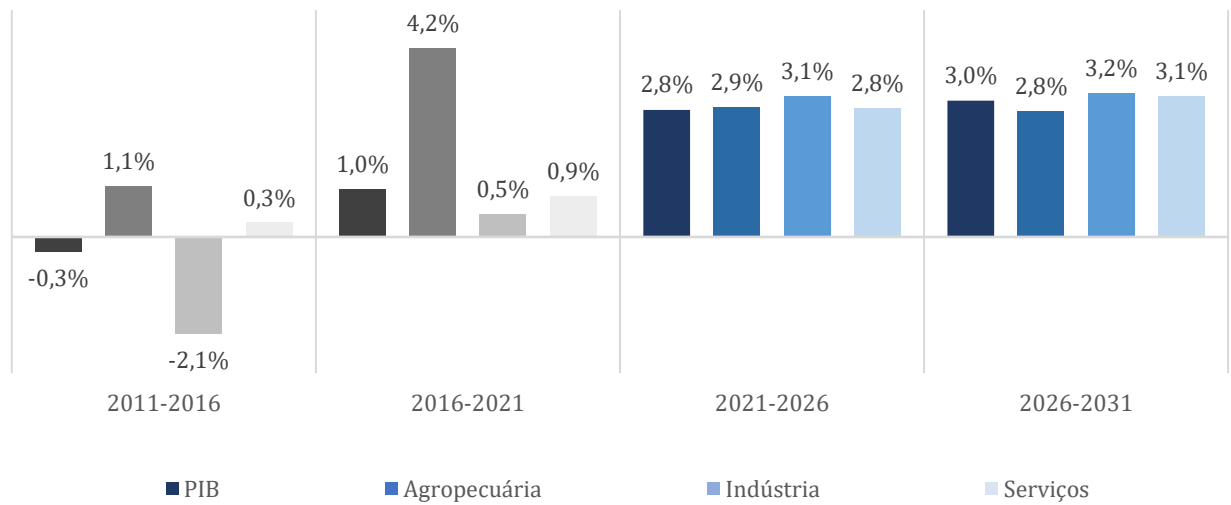
No caso da transformação, o desempenho no período deve ser impulsionado pela demanda

interna mais aquecida e pelos investimentos, especialmente no caso dos segmentos mais voltados para a economia doméstica e alguns energointensivos, que são em grande parte produtores de bens intermediários. A recuperação do mercado de trabalho e do consumo das famílias deverá aumentar a demanda por bens de consumo, tanto não duráveis quanto duráveis, estes últimos beneficiados também por melhores condições de crédito em um contexto de maior estabilidade econômica e menor risco.

A indústria de construção deve ser beneficiada pelos projetos de concessão previstos para os próximos anos, com aumento dos investimentos em infraestrutura, tanto relacionados à energia e transportes, quanto em saneamento e habitação. Com relação aos dois últimos, a pandemia da Covid-19 reforçou a necessidade de importantes avanços nessas áreas, em função do grande número de brasileiros vivendo em condições inadequadas de moradia e com restrições de acesso à água e à rede de esgoto, além da carência de serviços públicos essenciais. Dessa forma, espera-se que essas áreas sejam foco de investimentos nos próximos anos (**Gráfico 1 - 9**).

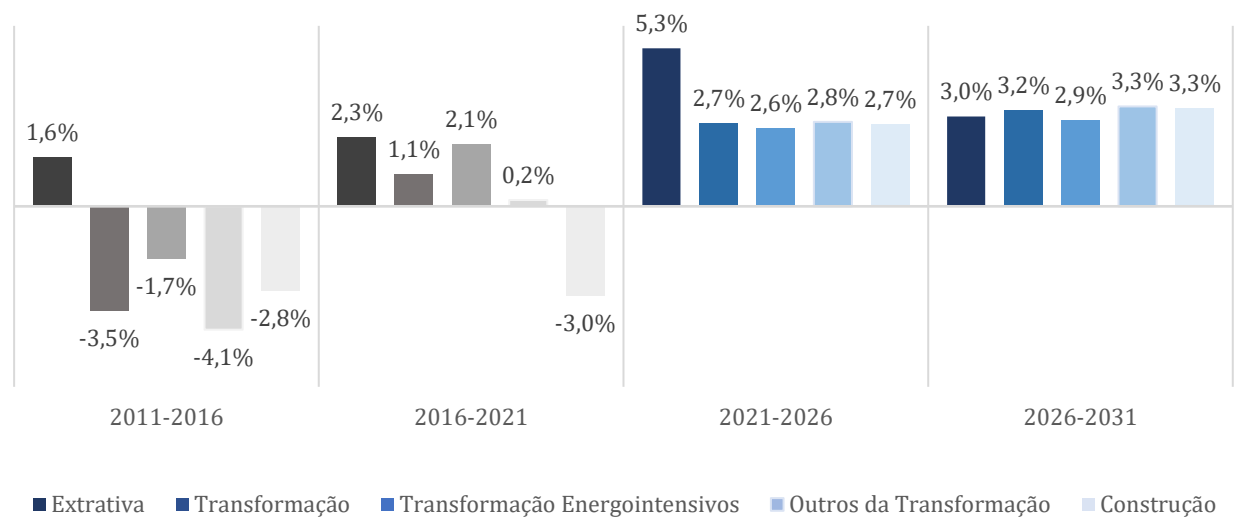
O setor de serviços deverá crescer a uma taxa média de 3,0% anuais entre 2021 e 2031, impulsionado pela expansão da renda e da demanda interna. O setor também será beneficiado pelas atividades do setor industrial e agropecuário, estimulando a demanda por comércio, serviços de transportes e serviços prestados às empresas. Também é bastante positiva a perspectiva para os serviços de lazer e turismo, em que o país possui vocação natural, com grande atratividade de turistas.

Gráfico 1 - 8: Evolução dos valores adicionados macrossetoriais



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico). Nota: Projeção EPE para 2021.

Gráfico 1 - 9: Evolução dos valores adicionados industriais



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico). Nota: Projeção EPE para 2021; Transformação Energointensivos é um subgrupo composto dos setores alimentos e bebidas, papel e celulose, cimento, cerâmica e vidro, siderurgia, alumínio e alumina, petroquímica e soda-cloro.

Box 1 - 1: Intensidade energética e o efeito estrutura

Energia é um insumo fundamental para a atividade econômica. A intensidade energética é um indicador que descreve a necessidade de energia de uma determinada economia para prover bens e serviços, e é calculada pela razão entre a oferta interna de energia e o Produto Interno Bruto (PIB) em um período, como um ano. Cabe mencionar que essa intensidade é distinta entre os setores econômicos. A intensidade energética de um setor econômico é dada pela razão entre seu consumo final e seu valor adicionado, e, quanto mais intensivo for esse setor, maior será a necessidade de energia para gerar 1 unidade de valor adicionado.

A intensidade energética muitas vezes é utilizada como uma proxy da eficiência energética, inclusive para monitorar a meta de eficiência do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável - Energia Limpa e Acessível (ODS7), o objetivo de energia limpa e acessível da ONU. No entanto, apesar de ter a vantagem de fácil acesso aos dados, esse indicador pode levar a conclusões equivocadas sobre eficiência energética. Isso porque ele pode ser influenciado por fatores que não são relacionados com a eficiência energética no conceito tradicional. Um dos principais fatores é o efeito da estrutura econômica sobre o indicador.

Por exemplo, um país que possui elevada participação de atividades de manufatura básica, em geral energointensivas e de baixo valor adicionado, pode ser interpretado como menos eficiente no uso de energia mesmo se essas indústrias adotarem uma tecnologia de elevada eficiência energética em suas plantas. Além disso, o movimento ocorrido nas últimas décadas de fragmentação internacional da cadeia produtiva deslocou diversas indústrias energointensivas de países desenvolvidos para países emergentes, com os primeiros trocando a produção doméstica desses bens pelas importações. Uma vez que o indicador de intensidade energética não considera a energia embutida nas importações, a comparação entre a eficiência energética de cada país por esse indicador pode camuflar a realidade. Dessa forma, a comparação internacional da intensidade energética deve ser feita com cautela.

A comparação da intensidade energética ao longo do tempo também pode levar a distorções, uma vez que a estrutura econômica do país muda ao longo do tempo. Assim, o aumento da participação de setores mais energointensivos pode acabar sendo interpretado como uma redução da eficiência energética mesmo que avanços nesse sentido tenham ocorrido nessas indústrias. Além disso, em períodos de crise a tendência é que as plantas industriais operem com capacidade ociosa, o que leva a ineficiências de forma conjuntural. Com a retomada da produção, a tendência é a retomada dos níveis de eficiência para o patamar pré-crise.

A eficiência energética pode ser medida pela razão entre consumo final de energia pela produção física ou serviço energético. Quanto menor a energia consumida para o mesmo serviço energético, maior a eficiência. A intensidade pode ser utilizada como uma proxy da eficiência quando é desagregada apropriadamente, isolando outros fatores que contribuem para mudanças na intensidade e em um mesmo contexto (US DOE, 2021). A utilização do índice ODEX* contorna esse tipo de distorção, pois considera a variação de indicadores de consumo e pondera em relação ao peso no consumo, diminuindo a influência do efeito estrutura. No Capítulo 9, o Gráfico 9-7 mostra o cálculo do ODEX para a indústria brasileira no horizonte decenal, enquanto o box 9-1 apresenta os conceitos para cálculo da eficiência energética no PDE.

*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.

1.4 Cenários alternativos

Conforme mencionado anteriormente, a crise provocada pela pandemia da Covid-19 permanece impondo elevado nível de incerteza no ambiente global e doméstico, tornando a tarefa de construir cenários econômicos ainda mais complexa. No processo de elaboração de cenários para o médio e longo prazos, é preciso separar os elementos

conjunturais dos estruturais, portanto, é possível que se alcance um crescimento mais forte ou abaixo do que as taxas atuais, a depender de diversos aspectos que influenciam o comportamento futuro da economia.

Na seção anterior, foi descrito o cenário considerado o mais provável – cenário de referência

– que por esse motivo, foi escolhido como base para o estudo como um todo. Em virtude do elevado nível de incerteza, foram elaborados dois cenários alternativos, um inferior e um superior, a partir da sensibilização das premissas adotadas para as

variáveis consideradas chave no crescimento econômico dos próximos dez anos, conforme **Tabela 1 - 1**. Esses cenários são apresentados de forma sucinta a seguir.

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

PONTOS CRÍTICOS	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO REFERÊNCIA	CENÁRIO SUPERIOR
EVOLUÇÃO DA PANDEMIA	Novas ondas da doença resultam em uma duração mais longa da pandemia no país.	Ritmo de vacinação permite imunizar grande parcela da população em 2021, com redução gradual do número de casos e ausência de novas ondas.	Aceleração na vacinação permite a redução acentuada do número de casos e ausência de novas ondas.
CONFIANÇA E RITMO DA RECUPERAÇÃO	Cenário de elevada incerteza interrompe recuperação da economia, que fica estagnada no curto prazo	Cenário com menor incerteza relacionada à pandemia permite um aumento da confiança e um processo de recuperação sustentado.	Cenário mais favorável permite um aumento acentuado da confiança e um processo de recuperação acelerado.
APROVAÇÃO DE REFORMAS E AMBIENTE DE NEGÓCIOS	Dificuldade na aprovação de reformas	Aprovação de reformas importantes ao longo do horizonte	Aprovação de reformas importantes já no curto prazo
PRODUTIVIDADE TOTAL DOS FATORES	Fraco crescimento	Crescimento gradual	Forte crescimento
CONTAS PÚBLICAS	Dificuldade de realização de ajuste fiscal	Ajuste fiscal com redução gradual da relação DLSP/PIB	Ajuste fiscal com redução significativa e mais rápida da relação DLSP/PIB

Fonte: EPE.

CENÁRIO INFERIOR

O cenário inferior tem como premissas básicas de curto prazo a existência de novas ondas da pandemia da Covid-19, aumentando a duração da crise sanitária e econômica. Sendo assim, nesse cenário é esperado que sejam adotadas medidas de isolamento mais rígidas que geram impactos negativos significativos sobre a atividade econômica, interrompendo o processo de recuperação.

Nesse cenário, a crise impacta de forma intensa setores mais voltados para a demanda doméstica, em especial os serviços, em função da necessidade de novas medidas de isolamento social. Como consequência, há maior número de estabelecimentos que declaram falência e saem do mercado de forma definitiva.

Nos anos seguintes, o ambiente econômico continua com alto nível de incerteza, o que dificulta a recuperação do mercado de trabalho e da confiança dos agentes e, conseqüentemente, da demanda interna. Esse contexto mais complexo faz com que não haja uma expansão tão significativa dos investimentos, sobretudo aqueles considerados mais arriscados como os de infraestrutura. Nesse sentido, o volume de investimentos atinge o patamar de cerca de 19% do PIB.

Além disso, nesse cenário, a maior dificuldade de aprovar reformas impede melhorias significativas do ambiente de negócios e da competitividade da economia brasileira. Por conta disso, a produtividade

fica praticamente estagnada ao longo do horizonte decenal, crescendo, em média, 0,2% a.a. no período.

Em relação às contas públicas, de forma geral, o resultado primário é afetado pelo menor nível de arrecadação devido ao crescimento econômico menos vigoroso. Isso faz com que a relação DLSP/PIB seja crescente ao longo do horizonte.

Em resumo, as questões apresentadas anteriormente fazem com que haja um crescimento médio do PIB de 1,9% no período decenal, taxa inferior à alcançada no cenário de referência.

Neste cenário, o menor nível de renda das famílias e do consumo resultam em uma demanda e produção mais fraca dos segmentos de serviços e da

indústria voltados para o consumo interno. O patamar mais baixo dos investimentos e a ausência de reformas importantes contribuem para esse desempenho, permanecendo os gargalos que impedem um aumento da produtividade e da competitividade nacional.

Os setores da agropecuária, indústria extrativas e alguns segmentos da indústria de transformação voltados à exportação, por outro lado, devem crescer a taxas mais elevadas, em função do desempenho esperado para o PIB e o comércio mundial, com aumento da relevância dos setores produtores de commodities no período.

CENÁRIO SUPERIOR

Esse cenário contempla taxas de crescimento mais vigorosas já no curto prazo. Nele, o processo mais acelerado de vacinação da população brasileira resulta em uma redução acentuada do número de casos e mortes por Covid-19 e uma ausência de novas ondas da doença, possibilitando uma forte recuperação da economia.

Nesse contexto, há uma recuperação mais intensa das atividades, sobretudo de serviços, que retomam o pleno funcionamento das atividades mais rapidamente. O cenário mais positivo para o mercado de trabalho e renda leva ao aumento da demanda e da produção de todas as atividades.

Para os anos seguintes, espera-se uma recuperação mais forte e acelerada da confiança dos agentes, o que faz com que haja uma forte retomada da demanda interna, com a realização de investimentos importantes para o desenvolvimento do País. Nesse cenário, os investimentos alcançam o patamar de, aproximadamente, 22% do PIB. Assim como no cenário de referência, o setor de infraestrutura também é se destaca, porém os investimentos nesse setor acontecem de forma mais significativa e rápida nesse cenário.

Além disso, é esperado que sejam realizadas reformas importantes, gerando impactos diretos e indiretos sobre a economia. Um desses reflexos é

sobre o ambiente de negócios, melhorando significativamente a competitividade da economia brasileira. Diante disso, espera-se uma expansão mais intensa da produtividade, alcançando uma taxa média de crescimento de 0,9% a.a. entre 2021 e 2031.

Como resultado desses fatores, o PIB brasileiro apresenta uma trajetória de crescimento significativa, alcançando uma taxa média de 3,9% a.a. no horizonte decenal.

Neste cenário, o nível mais elevado de renda da população e de consumo das famílias aumentam a demanda interna, resultando em maior crescimento nas atividades de serviços e das indústrias de transformação e construção. No caso da indústria, há um impulso adicional relacionado aos investimentos em infraestrutura, que tem efeitos encadeados sobre a produção industrial. Nesse sentido, espera-se crescimento na produção de setores energointensivos de bens intermediários, como metalurgia, química e minerais não metálicos.

Os setores produtores de *commodities*, como a agropecuária, a indústria extrativa e segmentos da transformação, devem apresentar bom crescimento no período, tanto pelas perspectivas positivas para a demanda interna quanto externa. O melhor ambiente de negócios e as reformas implementadas

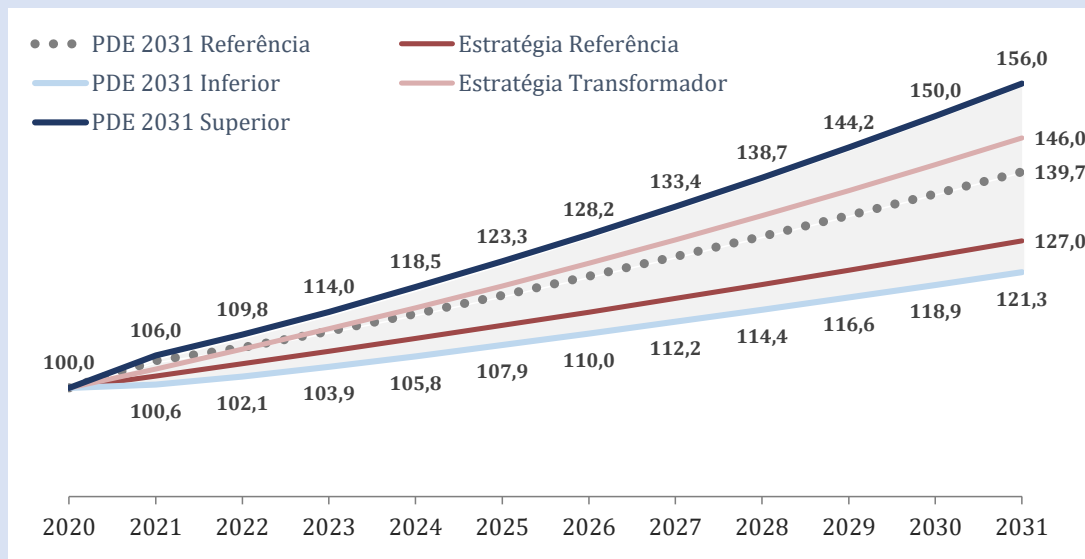
permitirão maior grau de competitividade nacional, gerando estímulo ao desenvolvimento de atividades de maior conteúdo tecnológico, embora com efeitos tímidos no horizonte de dez anos.

Box 1 - 2: O PDE 2031 e o Decreto nº 10.531/2020

Em atenção ao Decreto nº 10.531, de outubro de 2020, que instituiu a “Estratégia Federal de Desenvolvimento para o Brasil no período de 2020 a 2031”, os cenários econômicos do PDE 2031 foram elaborados contemplando, em seu cone de trajetórias possíveis, o crescimento esperado para o PIB brasileiro nos cenários “Referência”, de 2,2% a.a., e “Transformador”, de 3,5% a.a. do referido documento, conforme apresentado no **Gráfico 1 - 10**.

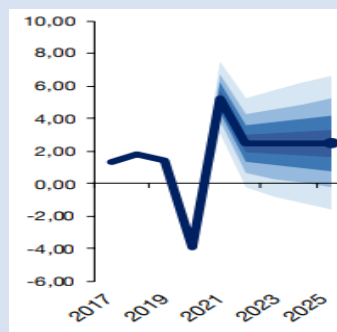
O Ministério da Economia, em seu Boletim Macroeconômico apresenta uma série de cenários estimados, além dos oficiais da grade de indicadores, como forma de lidar com a incerteza presente na construção de cenários prospectivos, já que a variância em relação ao crescimento esperado é maior conforme aumenta-se o horizonte de projeção (**Gráfico 1 - 11**). Pode-se concluir que os cenários econômicos do PDE 2031 estão compatíveis com a estratégia de “vizinhança” adotada no Boletim Macroeconômico.

Gráfico 1 - 10: Evolução do PIB brasileiro nos cenários do PDE 2031 e da Estratégia Federal



Fonte: EPE. Nota: Projeção EPE para 2021 nos cenários do PDE 2031.

Gráfico 1 - 11: Cenários de PIB a partir da variância da previsão dos modelos usados – Ministério da Economia



Fonte: Ministério da Economia (Boletim Macroeconômico – set 21).

**PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO
PREMISSAS GERAIS**

- *Nos próximos dez anos, espera-se que a população brasileira cresça, em média, 0,6% a.a., passando de 214,1 milhões em 2021 para 226,3 milhões de habitantes em 2031. Em relação ao número de domicílios particulares permanentes, a expectativa é de que haja, um crescimento médio de 1,5% a.a., passando de cerca de 72 milhões em 2021 para, aproximadamente, 84 milhões de domicílios no país no fim do horizonte.*
- *No que diz respeito à economia mundial espera-se que, no horizonte temporal deste estudo, os países em desenvolvimento cresçam a taxas mais significativas, aumentando a sua contribuição para a economia mundial. A expectativa é que o PIB e o comércio mundial cresçam 3,3% a.a e 3,9% a.a. no período decenal, respectivamente.*
- *A economia brasileira deve apresentar uma dinâmica de recuperação nos próximos anos, alcançando uma taxa de crescimento médio anual do PIB de 2,9%. No médio prazo, espera-se um ambiente de maior estabilidade que permita uma expansão dos investimentos e a realização de reformas, ainda que parciais, que promoverão ganhos de produtividade e competitividade.*
- *Em termos setoriais, a recuperação econômica é puxada pela indústria, enquanto serviços retomam de forma mais lenta, conforme avançam a vacinação e o controle da pandemia. Nos anos seguintes, espera-se um ritmo de crescimento mais substancial da indústria e dos serviços em função da maior estabilidade econômica, do melhor ambiente de negócios e do aumento dos investimentos. Setores exportadores de commodities devem ter bom desempenho em todo o período.*

2. Demanda de Energia

Ainda sob os efeitos da recuperação da crise da COVID-19, o consumo final de energia cresce 2,6% ao ano no primeiro quinquênio, refletindo o ambiente econômico e setorial do cenário delineado neste PDE. As taxas são mais modestas na segunda parte do horizonte (2,3% ao ano) e entre 2021 e 2031, o consumo cresce à taxa média de 2,5% anuais, atingindo uma elasticidade-renda de 0,85.

Projeta-se um decaimento da intensidade energética até 2031, influenciada por uma perda de

participação de indústrias energointensivas, por mudança na participação dos setores no consumo de energia, pela incidência de ganhos de eficiência, bem como por esforços relacionados à mitigação das mudanças do clima.

No período 2021-2031, o consumo de energia per capita cresce a uma taxa média de 1,9% ao ano no país. Ainda assim, estará longe de atingir em 2031 os patamares observados em países desenvolvidos.

Tabela 2 - 1: Indicadores: consumo final de energia

INDICADORES	2021	2026	2031
Consumo Final de Energia (10 ⁶ tep*)	261	297	333
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,22	1,35	1,47
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,062	0,062	0,060
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,93 (2021-2026)	0,77 (2026-2031)	0,85 (2021-2031)

* Toneladas equivalentes de petróleo

Box 2 - 1: Energia para quem?

A caracterização da demanda residencial de energia considerando atributos sociais, econômicos, regionais e culturais da população é muito importante para a realização de estudos de demanda no planejamento energético, assim como para a definição de diretrizes de políticas energéticas, já que sobre estas estruturas repercutem as possíveis transformações na sociedade ao longo do tempo (ABREU 2015, apud BÔA NOVA (1985) e COHEN (2002)).

A EPE utiliza um modelo técnico-paramétrico denominado Modelo de Projeção da Demanda de Energia do Setor Residencial (MSR), que modela o consumo das principais fontes utilizadas nos domicílios brasileiros (Energia Elétrica, GLP, Gás Natural, Lenha, Carvão Vegetal e Energia Solar Térmica) nos seus diversos usos finais (Climatização e Limpeza de Ambientes, Iluminação, Lavanderia, Conservação, Preparação e Cocção de Alimentos, Aquecimento de Água, Beleza Pessoal e Outros Equipamentos Elétricos e Eletrônicos). O MSR faz uso de múltiplas bases de dados, entre elas as Pesquisas de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos Residenciais (PPH) do PROCEL/ELETRONBRAS. Em 2021, foi possível incorporar na modelagem residencial de eletricidade resultados da PPH referente ao ano base 2019, que contém informações de posse e hábitos de uso de equipamentos por faixas de renda.

A metodologia de inclusão dos consumidores nas classes de renda empregada na PPH 2019 utiliza o Critério de Classificação Econômica Brasil desenvolvido pela Associação Brasileira de Empresas de Pesquisa (ABEP), que entrou em vigor no início de 2015 e está descrito em Kamakura e Mazzon (2013). Este critério recorre a um sistema de pontos para um conjunto de variáveis que se propõem a caracterizar os consumidores para classificá-los nas classes de renda A (maior renda média domiciliar), B1, B2, C1, C2 e DE (menor renda domiciliar). Estas estimativas para o ano

Box 2 - 1: Energia para quem?

de 2019 se basearam na Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) 2018 (ABEP, 2019). A partir de premissas a respeito desta classificação, foi feita uma nova categorização baseada em salários mínimos, que é a utilizada pelo IBGE em suas pesquisas domiciliares anuais. Com as informações da PPH 2019, foi possível obter uma desagregação por faixas de renda das posses, hábitos de uso e consumo de eletricidade dos principais equipamentos elétricos e eletrônicos usados nos domicílios nacionais. Os resultados tendem a mostrar desigualdade nas posses e nos seus usos finais entre as faixas de renda.

Tabela 2 - 2: Domicílios brasileiros com Energia Elétrica e seu consumo por Faixa de Renda para 2019 (%)

	Consumo Per Capita (KWh)	Domicílios com Energia Elétrica	Consumo Energia Elétrica
Até 1 salário mínimo	371	15,2%	6,6%
Mais de 1 a 2 salários mínimos	422	24,6%	14,1%
Mais de 2 a 3 salários mínimos	534	18,1%	14,5%
Mais de 3 a 5 salários mínimos	689	20,4%	22,7%
Mais de 5 a 10 salários mínimos	965	14,9%	23,6%
Mais de 10 a 20 salários mínimos	1.590	5,0%	12,4%
Mais de 20 salários mínimos	2.221	1,8%	6,1%
Total		100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 2 - 3: Consumo de Eletricidade por Uso Final nos domicílios brasileiros por Faixa de Renda, 2019 (%)

	Até 1 salário mínimo	Mais de 1 a 2 salários mínimos	Mais de 2 a 3 salários mínimos	Mais de 3 a 5 salários mínimos	Mais de 5 a 10 salários mínimos	Mais de 10 a 20 salários mínimos	Mais de 20 salários mínimos
Climatização de Ambientes	10,4%	13,4%	17,2%	20,7%	24,6%	31,3%	35,4%
Iluminação	7,8%	7,1%	6,3%	5,7%	5,2%	4,5%	4,1%
Lavanderia	2,4%	2,9%	3,3%	3,2%	2,9%	2,5%	2,4%
Conservação de Alimentos	39,0%	37,0%	35,0%	33,3%	31,3%	28,3%	26,5%
Entretenimento e Comunicações	13,2%	11,5%	9,7%	8,2%	6,9%	5,6%	4,7%
Outros Eqptos Elétricos e Eletrônicos	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Aquecimento de Água	16,1%	15,6%	15,0%	14,5%	13,9%	12,5%	11,5%
Cocção de Alimentos	1,3%	2,3%	3,1%	3,9%	4,8%	4,7%	4,7%
Beleza Pessoal	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	0,9%	0,8%	0,9%
Limpeza de Ambientes	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%
Preparação de Alimentos	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria EPE.

2.1 Consolidação por Setor

Após a observação de fortes impactos decorrentes da pandemia da COVID-19 ao longo de 2020 e 2021, se espera que o consumo de energia volte a crescer de forma mais próxima da normalidade ao longo do horizonte decenal.

O setor comercial ganha importância, impulsionado pelo crescimento da demanda por gás natural e por eletricidade. Já o setor energético se destaca devido a fatores tais como o incremento da

produção de petróleo e gás no país, assim como a de etanol em usinas e destilarias.

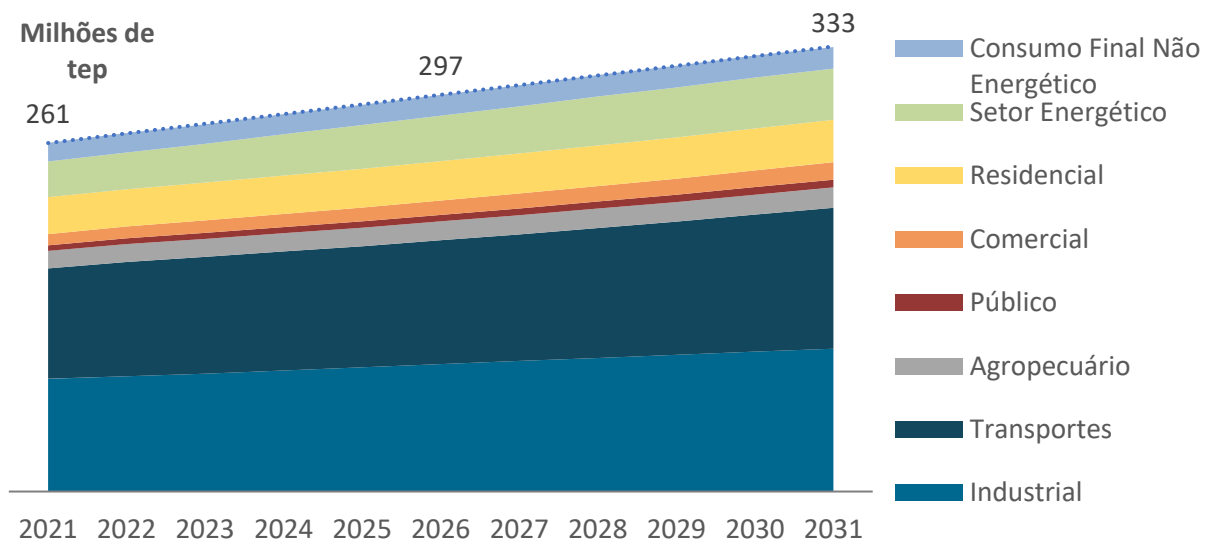
A indústria cresce acima do observado no histórico recente e deve ser um dos principais vetores para todo o período projetado.

Em grande medida, a indústria reduz o nível de ociosidade e mantém a sua participação no consumo final de energia até 2031 relativamente estável, por volta de 32%. Desta forma, o consumo cresce com base na retomada da utilização da capacidade

instalada, com necessidade de expansões de capacidade em alguns segmentos, principalmente no final do período analisado.

Em sequência, no ranking dos maiores consumidores de energia, o setor de transportes ainda se destaca em relação aos demais setores, com quase 32% de participação desde 2021 até 2031 sendo o consumo final de energia no modo rodoviário o mais relevante.

Gráfico 2 - 1: Consumo final de energia por setor



Fonte: Elaboração própria.

2.1.1 INDUSTRIAL

Após o impacto da crise da COVID-19 em 2020 e 2021, há melhora dos indicadores econômicos que, aliados à redução da ociosidade no nível de utilização das plantas em determinados segmentos, principalmente no segundo semestre, justifica que o valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolua à taxa média de 3,1% ao ano.

O crescimento médio do consumo do setor industrial de 2,4% a.a. entre 2021 e 2031 é desencadeado pelo avanço da demanda por fontes como o gás natural e a eletricidade.

Na produção de metais não-ferrosos, se destaca o crescimento médio da produção de alumínio em 4,3% a.a. no período, pela retomada de parte da utilização da capacidade instalada, que foi bastante debilitada nos últimos anos por perda de competitividade decorrente dos custos com energia e de questões ambientais.

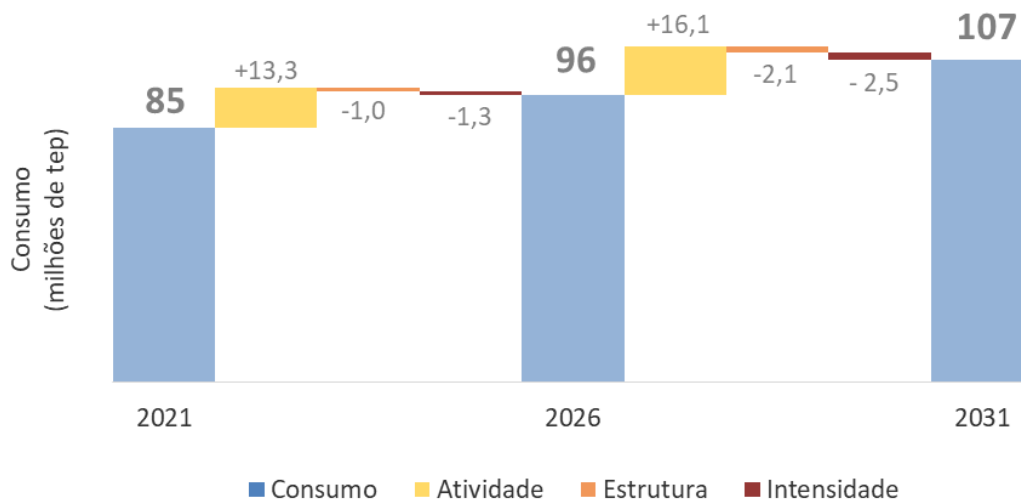
No Brasil, há perspectivas positivas para a produção de fertilizantes nitrogenados a base de gás natural. As unidades recentemente arrendadas devem retomar o nível de utilização do histórico e, inclusive, apresentar expansões de capacidade para a produção nacional. A indústria de soda cloro

também cresce acima da média para atender a demanda, principalmente por PVC, nos setores de saneamento e de infraestrutura.

No caso de segmentos ligados a infraestrutura, tais como não ferrosos e outros da metalurgia (que inclui alumínio), cimento e cerâmica, a perspectiva é que suas atividades voltem a crescer de forma mais acelerada no primeiro quinquênio. Na indústria de cimento, o teor de adições ao clínquer aumenta de 30% (EPE, 2020) para 35% em 2031, em função de esforços do setor para reduzir sua intensidade energética e suas emissões de gases de efeito estufa.

Entre 2021 e 2031, estima-se que o consumo do setor industrial salte de 85 milhões de tep para 107 milhões de tep. Em ambos os quinquênios, o crescimento do consumo é inferior à perspectiva de valor adicionado em função do efeito estrutura, com maior participação de segmentos de menor intensidade energética, e do efeito intensidade, por conta dos ganhos de eficiência energética (**Gráfico 2 - 2**).

Gráfico 2 - 2: Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final*



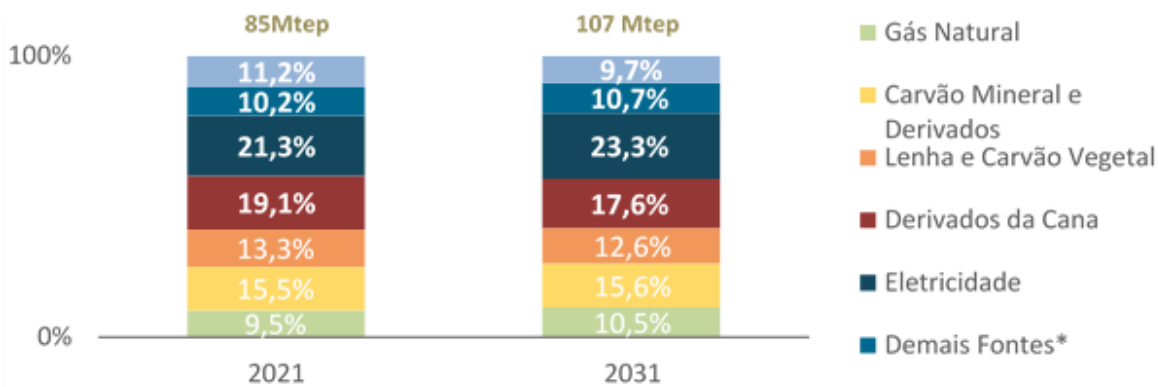
Fonte:

Elaboração própria.

O consumo por fonte apresenta uma redução da participação dos derivados de petróleo, dos derivados de cana e da lenha e carvão vegetal no horizonte decenal. Já fontes como o gás natural e a eletricidade têm aumento de importância.

Há mudanças marginais na participação das demais fontes (com destaque para o incremento do biodiesel e da lixívia, relacionados às indústrias de biorrefino e de celulose, respectivamente) enquanto o carvão mineral e seus derivados sofrem pouca alteração (**Gráfico 2 - 3**).

Gráfico 2 - 3: Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final*



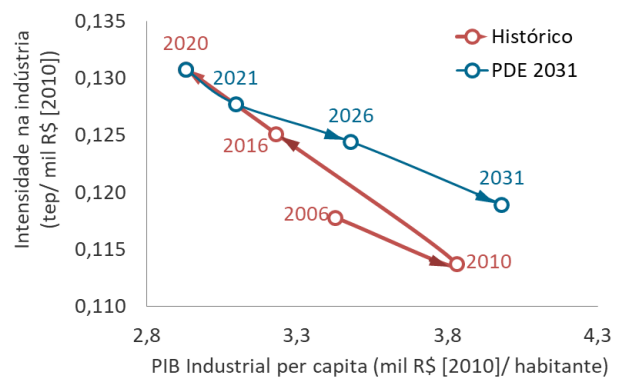
*Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.
Fonte: Elaboração própria.

Por fim, após atravessar crises econômicas nos últimos anos, sendo a mais recente relacionada à pandemia em 2020 e 2021, a intensidade energética da indústria vem aumentando, em função de menor nível de utilização da capacidade instalada e maior participação de indústrias energointensivas, enquanto o PIB industrial per capita apresentou quedas significativas desde 2015. Ao final do horizonte em estudo, espera-se um incremento relevante do valor adicionado industrial per capita pela retomada da atividade do setor industrial e pelos ganhos de eficiência alcançados, assim como o recuo da intensidade energética a níveis próximos a 2006 (**Gráfico 2 - 4**). Ressalta-se que a intensidade energética é um resultado que é influenciado por diversos efeitos, incluindo estrutura econômica e eficiência energética.

2.1.2 TRANSPORTES

O setor de transportes foi um dos mais afetados pela pandemia de Covid-19. Estima-se que seus efeitos devam perdurar por alguns anos, o que se reflete em uma projeção de crescimento da demanda energética do setor de 2,5%, entre 2021 e 2031. O consumo energético é influenciado por diversos fatores, como o PIB *per capita*, a disponibilidade e a ampliação da infraestrutura logística, as políticas ambientais, o comportamento e preferências das pessoas, a maior conectividade e novas tecnologias. Tais fatores contribuem para a demanda do transporte de cargas e/ou de passageiros, conforme descrito a seguir.

Gráfico 2 - 4: Caminho energético industrial



Transporte de cargas

A atividade total do transporte de cargas, segmento menos afetado pela pandemia, deve aumentar 3,4%, entre 2021 e 2031, no cenário referencial. Esse crescimento é necessário para o escoamento da produção brasileira, oriundo principalmente do agronegócio. A recuperação do PIB *per capita*, que deve ultrapassar seu valor máximo histórico (alcançado em 2014) em meados da década, também promoverá setores como o varejo e a construção civil, muito demandantes de transporte rodoviário. Além disso, fatores como o aumento do trabalho remoto podem estimular a

recente tendência de aumento do comércio eletrônico, o que por sua vez aumenta a demanda por transporte de cargas, completando o último segmento do consumo, entre os varejistas e as residências.

Projetos de infraestrutura com execuções físicas avançadas devem entrar em operação nos próximos anos, como o trecho central da Ferrovia Norte-Sul (FNS) e o primeiro trecho da Ferrovia de Integração Leste-Oeste (FIOL). Ademais, os projetos prioritários do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), com leilões de projetos ferroviários e portuários efetuados em 2021, devem iniciar suas atividades no segundo quinquênio do período decenal. Além da FNS e da FIOL, os principais projetos inclusos no programa são a Ferrovia de Integração Centro-Oeste (FICO) e a Ferrovia EF-170 (Ferrogrão). Também foram considerados investimentos nas malhas existentes, sobretudo em virtude das renovações antecipadas das concessões, que têm como contrapartida elevados investimentos nos ramais existentes e em novas malhas. As ferrovias com perspectivas de aumento de sua capacidade de escoamento são a Estrada de Ferro Carajás (EFC), a Estrada de Ferro Vitória Minas (EFVM), a Ferrovia Centro Atlântica (FCA), a malha da MRS, além da Malha Norte (RMN), Paulista (RMP) e Centro (RMC) da Rumo. Esses projetos, combinados com investimentos portuários, permitem o aumento da integração com o modo ferroviário, podendo favorecer a elevação das exportações de produtos agrícolas, e incremento da cabotagem. Com isso, projeta-se que o modo ferroviário deve elevar sua participação na matriz de transportes brasileira, de 22% em 2021 para 26% em 2031.

Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes. Uma mudança significativa na matriz de transporte de cargas brasileira requer

investimentos em infraestrutura adicionais aos que atualmente estão sendo planejados.

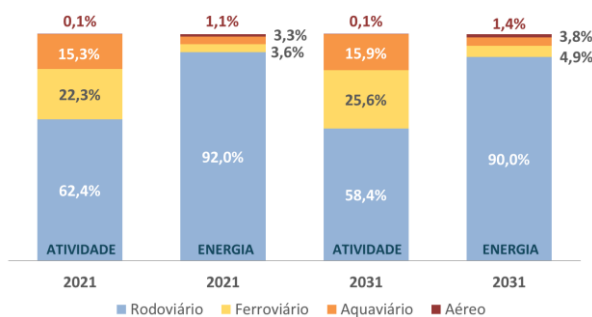
A demanda energética do transporte de cargas continua muito concentrada no uso do óleo diesel, já que não há perspectiva de desenvolvimento de projetos com uso de fontes substitutas de modo expressivo para veículos pesados. Ainda assim, os licenciamentos de caminhões híbridos e elétricos devem começar a se tornar mais significativos. Nos segmentos de caminhões semileves e leves, em 2031, 11,5% dos licenciamentos devem ser de híbridos e elétricos. Nos médios, devido à crescente utilização destes veículos para distribuição final em cidades (*last mile*), espera-se uma participação de 12,5%. Para os segmentos de caminhões mais pesados, a opção de eletrificação deve levar mais tempo para ser competitiva frente aos veículos tradicionais. Em semipesados, espera-se uma participação de 5% no licenciamento, e de 2% de híbridos para caminhões pesados. No final do período decenal, a participação da frota híbrida e elétrica deve ser muito pouco representativa. Outra alternativa tecnológica ao caminhão a diesel é o caminhão a gás natural veicular (GNV)³ e de gás natural liquefeito (GNL). Entretanto, a ampliação destas tecnologias no Brasil no período de estudo deve ser limitada por: o maior custo de aquisição da tecnologia comparativamente a baixa ou inexistente disponibilidade de gás natural em diversas regiões, o custo da infraestrutura de abastecimento e a pequena produção nacional desses caminhões. Importante destacar iniciativas governamentais como o Combustível do Futuro, (o programa coordenando pelo MME, que tem como princípio o uso de fontes alternativas de energia e o fortalecimento do desenvolvimento tecnológico nacional) e Corredores Sustentáveis (com coordenação do Ministério da Economia e acompanhamento do MME. Em 2031, este tipo de motorização deve avançar nos segmentos mais pesados, com participação do GNL e GNC nos licenciamentos de caminhões médios, semipesados e pesados de 0,8%, 1,1% e 1,9%, respectivamente.

³ GNV: denominação do combustível gasoso, tipicamente proveniente do GN ou Biometano, ou da mistura de ambos, destinado ao uso veicular e cujo componente

principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP, conforme Resolução ANP nº 41, de 5/11/2013.

Em termos energéticos, entre 2021 e 2031, a demanda do transporte de cargas (em tep) cresce em média 1,9% ao ano. A diferença em relação à taxa da atividade (em t.km), que está projetada para crescer 3,4% a.a., é explicada, em grande medida, pela expansão do modo ferroviário, que conta com um consumo por tonelada transportada mais de dez vezes inferior ao modo rodoviário. As participações de cada modo na atividade e no consumo energético do transporte de cargas no Brasil podem ser observadas no **Gráfico 2 - 5**.

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



Fonte: Elaboração própria.

Transporte de passageiros

Há expectativas de que a pandemia de Covid-19 possa acelerar algumas tendências como a adoção do trabalho remoto. Apesar disso, a atividade total do transporte de passageiros deve aumentar 5,4% ao ano, entre 2021 e 2031, decorrente da crescente demanda da sociedade por mobilidade, acompanhando o ritmo do crescimento do PIB *per capita* e da redução do desemprego.

Conforme mencionado, o PIB *per capita* somente deve ultrapassar seu valor máximo (obtido em 2014) em meados da década. Depois da crise sanitária imposta pela pandemia, houve uma maior propensão à compra de automóveis para uso em substituição ao transporte coletivo. Apesar disso, avalia-se que a evolução do licenciamento de

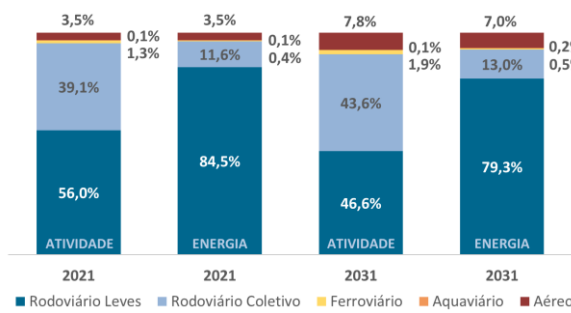
veículos leves não deve acompanhar o crescimento da demanda por mobilidade da sociedade no período decenal. Neste contexto, considera-se um crescimento de 3,7% ao ano do sistema metro-ferroviário que, no entanto, não amplia sua participação de forma expressiva, sendo a maior parte da demanda atendida pelo transporte rodoviário coletivo.

Em termos energéticos, projeta-se um incremento da demanda de passageiros, em média, de 2,9% ao ano, entre 2021 e 2031. Para o segmento de passageiros, a diferença em relação à taxa da atividade é explicada pelo aumento da participação do modo de transporte rodoviário coletivo, e pelo crescimento do modo metro-ferroviário. No **Gráfico 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 veículos⁴. O aumento da importância do modo rodoviário coletivo comparativamente com o individual, implementação de corredores de ônibus, priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, concomitantemente com a adoção de outras tecnologias substitutas ao diesel, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema. A crescente eletrificação de ônibus urbanos também ajuda a melhorar a eficiência do setor, com os licenciamentos anuais passando de algumas dezenas para 1,5 mil ao ano em 2031, elevando sua participação para 3,5%.

⁴ Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da mesma no cômputo geral. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos, embora dotados de ar-condicionado, também

estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias híbridas, mais eficientes energeticamente e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

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



Fonte: Elaboração própria.

O transporte aéreo, apesar dos significativos impactos da pandemia, com possíveis reflexos até 2023, deve se expandir no horizonte analisado. 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, mesmo com a possibilidade de mudanças na frequência de viagens corporativas e de turismo após a atual crise sanitária.

Vale destacar alguns aspectos qualitativos que influenciam as taxas de crescimento de cada modo de transporte. 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. Outra variável importante é o nível de renda da população, na medida em que uma renda maior está associada a uma maior demanda por mobilidade. 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

2.1.3 EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS

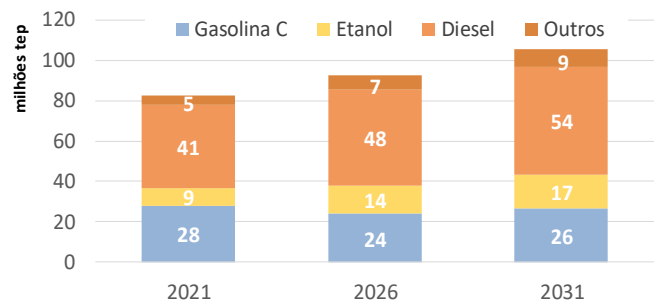
O setor de edificações e serviços públicos considera os edifícios residenciais, comerciais e públicos, bem como os serviços de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. As principais

propriedade dos meios de transporte. Isso tende a aumentar a locomoção de pessoas, inclusive de pessoas de menor renda e de maior idade.

Demanda energética do setor transportes

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 2,5% ao ano entre 2021 e 2031, com destaque para o crescimento da demanda de óleo diesel, do etanol hidratado e do querosene de aviação. A demanda de eletricidade, por sua vez, apesar da taxa de crescimento elevada, não constitui demanda expressiva, apresentando uma participação de 0,3% em 2031.

Gráfico 2 - 7: Consumo do setor de transportes por fonte de energia (mil tep)



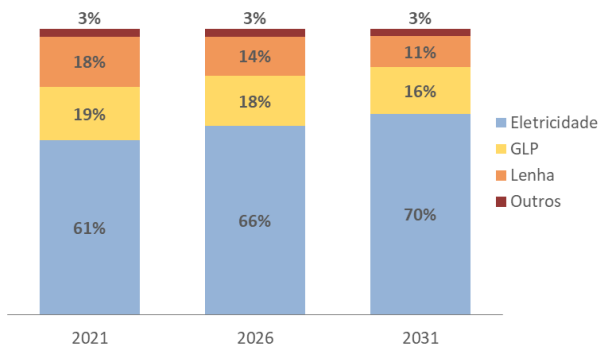
Fonte: Elaboração própria.

Como citado anteriormente, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética total do setor de transportes. Desta forma, em 2031, o óleo diesel para o abastecimento de caminhões continuará com uma participação de 34% na demanda total do setor de transportes. Outro destaque é a participação da demanda para motores ciclo Otto, que passa de 45% em 2021 para 41% da demanda energética total do setor de transportes em 2031. Ressalta-se, ainda, a perda significativa da importância da gasolina C na demanda total, reduzindo sua participação de 33% para 25% no horizonte decenal.

fontes de energia utilizadas nas residências são a eletricidade e o gás liquefeito de petróleo (GLP). Já nos edifícios comerciais e públicos, o uso predominante é da energia elétrica (**Gráfico 2 - 8**).

No horizonte em análise, espera-se que essas fontes de energia continuem sendo protagonistas no setor, com destaque para a eletricidade. Em 2031, espera-se que o consumo final de eletricidade no setor alcance 415 TWh, correspondente a cerca de 70% da matriz energética das edificações e 52% do consumo final de eletricidade.

Gráfico 2 - 8: Consumo final de energia no setor de edificações



Fonte: Elaboração própria.

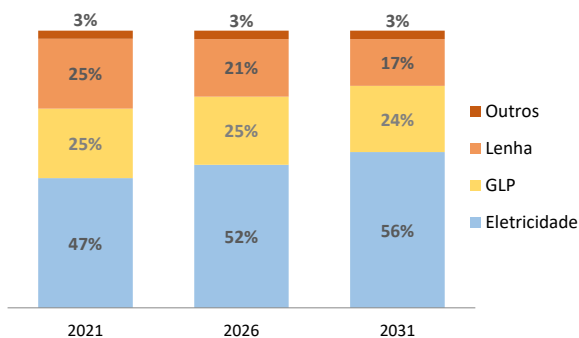
Residências

A previsão é que a demanda de energia nas residências do país poderá crescer 1,4% a.a. entre 2021 e 2031, resultado, entre outros, da evolução da renda das famílias, da expansão do crédito financeiro para compra de equipamentos, da redução do desemprego, do avanço do número de domicílios e da malha de distribuição de combustíveis e da penetração das tecnologias nas residências.

A eletricidade foi a principal fonte de energia utilizada nos domicílios em 2021 (**Gráfico 2 - 9**) e deve elevar a sua relevância ao longo de todo o horizonte, influenciada pelo aumento da posse de alguns eletrodomésticos e pelo crescimento do seu uso em residências onde este aproveitamento é ainda reprimido como, por exemplo, em famílias mais desfavorecidas.

Em outro sentido, 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. Sendo assim, o uso da eletricidade nos domicílios brasileiros poderá crescer 3,3% a.a. entre 2021 e 2031.

Gráfico 2 - 9: Consumo final de energia nas residências por fonte



Fonte: Elaboração própria.

Também pode ser observada a tendência de queda do uso da lenha e do carvão vegetal nas habitações ao longo do horizonte de análise, com

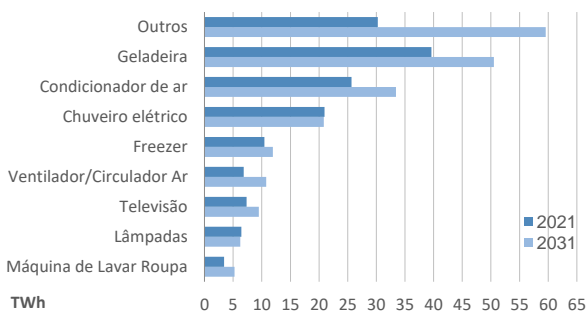
taxas de 2,6% e 3,4% a.a., respectivamente. Sendo fontes de energia ineficientes e poluidoras utilizadas basicamente na cocção de alimentos pelas classes mais desfavorecidas, em especial, de áreas rurais, a tendência é que sejam substituídas por combustíveis mais modernos como o GLP e o gás natural, conforme haja melhorias nas condições econômicas das famílias e à medida que estes combustíveis fiquem mais baratos.

Neste sentido, a demanda residencial por GLP, que possui uma rede de distribuição consolidada no país, poderá crescer em média 0,9% a.a. no período decenal. É importante salientar que o uso da lenha para cocção pode voltar a crescer, principalmente para as famílias de baixa renda, em períodos de inflação alta, aumento dos custos dos combustíveis, elevado desemprego e queda na renda real.

Ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural poderá avançar cerca de 4,8% a.a. no intervalo decenal, com a tendência de deslocar parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.

O **Gráfico 2 - 10** sugere que o consumo de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. A fim de aumentar o conforto térmico em dias mais quentes, a propensão dos indivíduos por ambientes climatizados provavelmente levará a uma aumento do uso de condicionadores de ar nas residências. Nos dias atuais, 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. Por conta disso, a posse destes equipamentos pode ser considerada relevante no Brasil, atingindo aproximadamente 1,06 unidades por domicílio em 2019 (ver Box 2.2).

Gráfico 2 - 10: Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh)



Fonte: Elaboração própria.

O avanço da penetração das tecnologias no cotidiano pode estimular a utilização de equipamentos elétricos e eletrônicos nos domicílios, tais como televisão, computadores, microondas, entre outros, além do uso da eletricidade para carregar a bateria de aparelhos muito utilizados no dia-a-dia, como os telefones celulares. Já 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 Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial - PPH 2019/PROCEL).

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

A utilização da energia solar térmica em aplicações relacionadas ao aquecimento de água se mostra presente hoje no país através do seu mercado autônomo e de habitações de interesse social (políticas públicas), deslocando a eletricidade. Estima-se que o consumo de energia solar para fins térmicos nos domicílios brasileiros possa evoluir a uma taxa próxima de 7,5% a.a. entre 2021 e 2031.

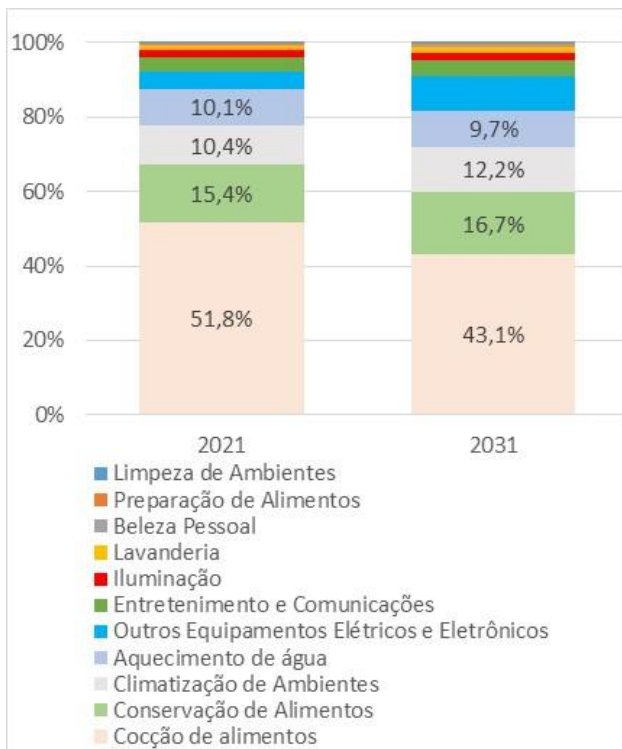
Cabe ressaltar que um cenário mais otimista que o adotado poderá resultar em um crescimento nas vendas de eletrodomésticos, em especial daqueles que ainda exibem potencial elevado de penetração nos domicílios, como as máquinas de

lavar roupas (posse média de 0,73 unidade/domicílio em 2019, cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL) e os condicionadores de ar (posse média de 0,18 unidade/domicílio em 2019, cálculo EPE a partir da PPH2019/PROCEL).

Eventos atípicos, como ondas de calor, podem aumentar permanentemente o consumo de eletricidade nas habitações, 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 residências.

Um exemplo que pode ajudar a ilustrar essas mudanças está relacionado às consequências da pandemia da COVID-19 no Brasil e no mundo, principalmente nos anos de 2020 e 2021, que exigiu que as pessoas ficassem reclusas em seus domicílios por um tempo considerável, e, desta maneira, consumindo mais energia em atividades cotidianas e em novos hábitos incorporados que não existiam antes. Estudar as consequências do *home-office* no consumo residencial de energia também vai ao encontro destas reflexões.

Gráfico 2 - 11: Consumo de energia elétrica por usos finais (%)



Fonte: Elaboração própria.

É importante destacar a tendência da cocção de alimentos perder participação entre os usos finais de energia nas habitações nacionais no horizonte em análise, em função da substituição do uso das biomassas tradicionais por eletricidade, GLP e gás natural. A estimativa é que esta redução possa ser de 0,4% a.a. entre 2021 e 2031. Em contapartida, ganharão participação os usos finais que utilizam essencialmente energia elétrica, como a climatização de ambientes, que poderá avançar 3,1% a.a. no período.

Com o avanço das inovações tecnológicas e a diminuição dos custos dos dispositivos elétricos e eletrônicos, pode existir uma tendência de crescimento no médio/longo prazo do uso da eletricidade em usos finais que ainda envolvem muito esforço humano, como a limpeza de ambientes, que pode avançar com robôs que ajudem a limpar o chão dos domicílios; a preparação de alimentos, com o aumento do uso das fritadeiras elétricas (*air fryer*), por exemplo; ou a lavanderia, com a utilização de lava-louças que podem facilitar o trabalho doméstico diário a cada refeição.

Box 2 - 2: Novos equipamentos no modelo residencial de energia

Com a publicação em 2019 da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos Residenciais (PPH) referente a este ano base, a EPE vem estudando os seus resultados de modo a incorporá-los no Modelo de Projeção da Demanda de Energia do Setor Residencial (MSR). Neste sentido, os principais equipamentos com posses significativas foram identificados nas duas últimas pesquisas (2005 e 2019) e integrados ao modelo de modo que o consumo nacional de eletricidade pudesse estar melhor representado por uma maior quantidade dos aparelhos existentes nos domicílios do país. Sendo assim, se até o PDE 2030 o MSR considerava sete dispositivos (condicionador de ar, refrigerador, congelador, lâmpadas, chuveiro elétrico, máquina de lavar roupa e televisão), identificados como os mais relevantes para as habitações brasileiras, para o PDE 2031 este número foi ampliado para vinte e sete, incluindo: ventilador/circulador de ar, liquidificador, micro-ondas, ferro elétrico, ventilador de teto, forno elétrico, cafeteira elétrica, batedeira, computador, impressora, DVD, videogame, rádio elétrico, aspirador de pó, receptor de TV por assinatura, máquina de lavar louça, forno elétrico, celular, sanduicheira elétrica (*grill*) e secador de cabelo.

Para a climatização de ambientes, os ventiladores/circuladores de ar possuem uma posse muito mais elevada, mas por terem menor potência pesam menos no consumo elétrico. Este resultado ajuda a mostrar que a demanda potencial para o uso de aparelhos de ar-condicionado no País é promissora, visto sua posse de apenas 0,18.

Ao longo do horizonte de estudo, é notório constatar o progresso das posses do micro-ondas, que saiu de 0,30 para 0,58 equipamento/domicílio entre 2005 e 2019, enquanto o DVD e o receptor de TV por assinatura saíram de 0,25 para 0,41 e de 0,17 para 0,21, respectivamente. Tais resultados podem ilustrar uma popularização destes eletrodomésticos nas habitações do país, muito em função da queda dos seus preços ao longo do tempo, da ampla possibilidade de parcelamentos e créditos para a compra e do aumento da renda média da população.

Box 2 - 2: Novos equipamentos no modelo residencial de energia

Em outro sentido, vêm perdendo espaço nas casas brasileiras o rádio elétrico e a batedeira. Esta trajetória descendente pode ser explicada por mudanças nos hábitos de uso da população e, conseqüente, substituição por dispositivos mais modernos, como, por exemplo, *MP3 players*, *tablets* e telefones celulares para as funções de gravar e ouvir músicas. É importante destacar também a ainda pequena participação nos domicílios do país dos computadores, cuja posse em 2019 foi de apenas 0,22 equipamento/domicílio.

Tabela 2 - 4: Posse (equipamento/domicílio) e Consumo Elétrico (%) para 2005 e 2019 por equipamento

	2005		2019	
	Posse	Consumo de Energia Elétrica	Posse	Consumo de Energia Elétrica
Condicionador de Ar	0,16	12,2%	0,18	16,5%
Geladeira	1,00	29,4%	1,02	25,9%
Freezer	0,24	9,0%	0,21	7,0%
Lâmpadas	8,02	10,6%	6,65	5,8%
Chuveiro Elétrico	0,89	20,8%	0,72	14,3%
Máquina de Lavar Roupa	0,64	1,2%	0,73	2,1%
Televisão	1,41	5,0%	1,34	5,2%
Ventilador/Circulador Ar	0,78	2,4%	1,06	4,2%
Liquidificador	0,82	0,1%	0,85	0,2%
Microondas	0,30	0,1%	0,58	0,4%
Ferro Elétrico	0,93	0,6%	0,71	0,6%
Ventilador Teto	0,50	2,1%	0,16	0,8%
Forno Elétrico	0,07	0,1%	0,11	0,2%
Cafeteira Elétrica	0,18	0,2%	0,18	0,3%
Batedeira	0,47	0,0%	0,28	0,0%
Computador	0,23	0,5%	0,22	0,5%
Impressora	0,14	0,0%	0,06	0,0%
DVD	0,25	0,0%	0,41	0,0%
Videogame	0,09	0,2%	0,06	0,1%
Rádio Elétrico	0,35	0,0%	0,22	0,0%
Aspirador Pó	0,11	0,1%	0,14	0,2%
Receptor TV Assinatura	0,17	0,7%	0,21	0,8%
Máquina de Lavar Louça	0,05	0,3%	0,02	0,2%
Fogão Elétrico	0,01	0,5%	0,05	3,1%
Celular	1,23	1,3%	2,14	1,7%
Sanduícheira Elétrica	0,23	0,0%	0,31	0,1%
Secador de Cabelo	0,20	0,4%	0,28	0,8%
Outros		2,0%		9,0%
Total		100,0%		100,0%

Fonte: Elaboração própria EPE.

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 o Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2020), compuseram 3,3% do consumo final energético e 24% do consumo elétrico do País em 2020.

O prognóstico de crescimento da demanda energética nestes setores como um todo estima taxa

de 4,2% a.a., entre 2021 e 2031, sendo influenciado pela expressiva queda no consumo de energia no ano de 2020 dada a crise epidemiológica do coronavírus. Espera-se que haja maior aceleração de crescimento no segundo quinquênio à medida que a retomada da confiança dos agentes propicia melhoria no ambiente de negócios e decisões de investimento. Entretanto, cabe ressaltar que há possibilidade de retomada mais vigorosa no curto

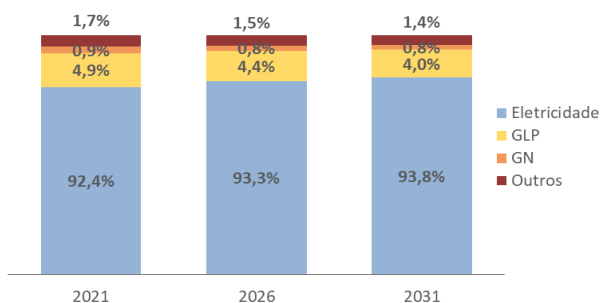
prazo, em função da vacância das edificações comerciais e públicas resultante não só da crise do coronavírus, como das demais crises pelas quais o país atravessou nos últimos anos.

Cabe ressaltar que, no âmbito da COVID-19, as medidas restritivas, tais como o isolamento social e horário reduzido de funcionamento das atividades⁵ levaram à aceleração do processo de digitalização de empresas. Serviços de *delivery* e o e-commerce em geral foram algumas das estratégias de vendas utilizadas, as quais esperam-se perdurar ao longo do horizonte em estudo.

A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, dada a versatilidade do uso desta fonte no atendimento dos diversos serviços energéticos demandados pelo setor. Ao longo do horizonte há estabilidade da participação desta fonte (**Gráfico 2 - 12**). Entretanto, há possibilidade de perda de participação desta fonte no montante de energia demandada pelo setor de serviços, caso haja maior difusão de tecnologias de geração de calor/frio baseadas em outras fontes de energia, tais como aquecimento de água a gás natural, aquecimento solar térmico, ou ainda sistemas de refrigeração a gás natural.

Projeta-se que a energia solicitada pelo setor de serviços em 2031 atinja 19 milhões de tep, sendo a parcela de edificações comerciais e públicas responsável por 81% desta demanda.

Gráfico 2 - 12: Consumo final de energia no setor de serviços



Fonte: Elaboração própria.

⁵ Durante a pandemia do COVID-19, parte das atividades comerciais distas não essenciais ao combate à disseminação do

Outra consideração nesta projeção é o ganho de importância do gás natural nas edificações fruto da tendência de verticalização dos empreendimentos bem como da expansão da malha de distribuição do gás natural. Desta forma, considera-se que a demanda por gás natural cresça mais rapidamente que outras fontes de energia térmica, tais como GLP e lenha, salvo nos estados onde há restrição de acesso ao GN por parte dos consumidores.

Gráfico 2 - 13: Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2031



Fonte: Elaboração própria.

No que tange à participação dos segmentos no setor, nos serviços públicos de água, esgoto e saneamento observa-se alterações pouco significativas no consumo do setor ao longo do horizonte, ainda que sob o contexto da ampliação destes serviços pelo novo marco legal do saneamento. Cabe ressaltar que tais segmentos, assim como a iluminação pública, detêm os maiores potenciais de eficiência do setor, arrefecendo o crescimento da demanda até 2031.

vírus foram paralisadas ou tiveram o horário de funcionamento reduzido a fim de evitar a circulação de pessoas e aglomerações.

2.2 Consolidação por Fonte

As expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte entre 2021 e 2031 corroboram a tendência de crescimento da importância da eletricidade do País, com um incremento médio anual de 3,5%, contribuindo para a redução de emissões de GEE. O gás natural também ganha importância ao longo do período, crescendo 4,9% a.a., aumentando sua participação principalmente na indústria e setor energético.

Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, com um crescimento

médio de 1,6% anuais no período estudado. Parte de seu mercado potencial é abatida por etanol hidratado e biodiesel, especialmente no setor de transportes.

Também perdem participação a lenha e o carvão vegetal, em benefício de outras fontes mais nobres, com melhores rendimentos.

Gráfico 2 - 14: Consumo final de energia por fonte



Nota: Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

Fonte: Elaboração própria.

2.2.1 BIOCOMBUSTÍVEIS

Quanto aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no período analisado são o etanol (4,1% ao ano), a lixívia (2,8% ao ano), proveniente da produção de celulose, e o biodiesel (3,7% ao ano).

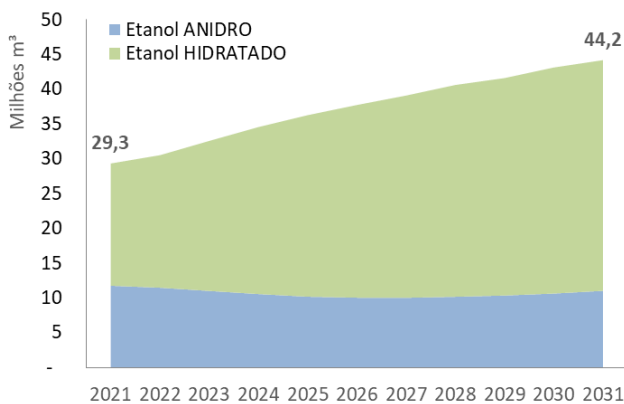
A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 11,2%, em volume, em 2021, para 15%, em 2031. Já o etanol hidratado cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva.

Por outro lado, espera-se que a lenha mantenha seu consumo final estável ao longo do horizonte (0,0% ao ano), atrelada à melhoria gradual do poder econômico da população brasileira, e é substituída por outras fontes mais modernas, com melhor rendimento energético e menos prejudiciais à saúde, como é o caso do GLP e gás natural no setor residencial, em especial para cocção.

No período 2021-2031, o etanol tem um expressivo aumento do consumo final, sendo que boa parte deste incremento advém do etanol hidratado (6,6% ao ano), a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol

anidro tem uma redução média anual da demanda de 0,6%, atrelada ao cenário de consumo de gasolina C.

Gráfico 2 - 15: Consumo final de etanol por tipo



Fonte: Elaboração própria.

2.2.2 DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar da redução de participação, os derivados de petróleo ainda se mantêm com alta importância no final do período em análise. Tais fontes reduzem a sua participação de 41% para 38% do consumo final em 2031 e crescem à taxa de 1,6% ao ano.

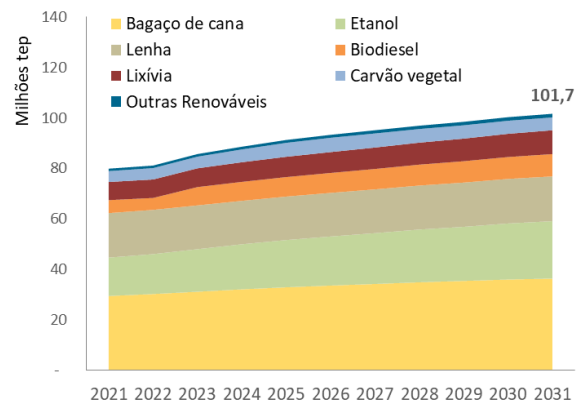
A perenidade do modo rodoviário garante ao óleo diesel mineral a manutenção de importância entre os derivados de petróleo. E se mantém como a principal fonte utilizada para o transporte de cargas pesadas no país e, apesar de seu consumo potencial ser reduzido com um aumento da participação do biodiesel no óleo diesel comercializado.

O óleo combustível reduz sua participação devido a substituição de fontes no setor industrial, principalmente, apesar de crescer 3,2% ao ano no transporte hidroviário.

Dado o aumento da importância do etanol na demanda de veículos leves, a gasolina perde participação entre os derivados de petróleo.

A nafta, igualmente, apresenta redução da participação relacionada ao seu uso como matéria-

Gráfico 2 - 16: Consumo final de biocombustíveis por fonte



Fonte: Elaboração própria.

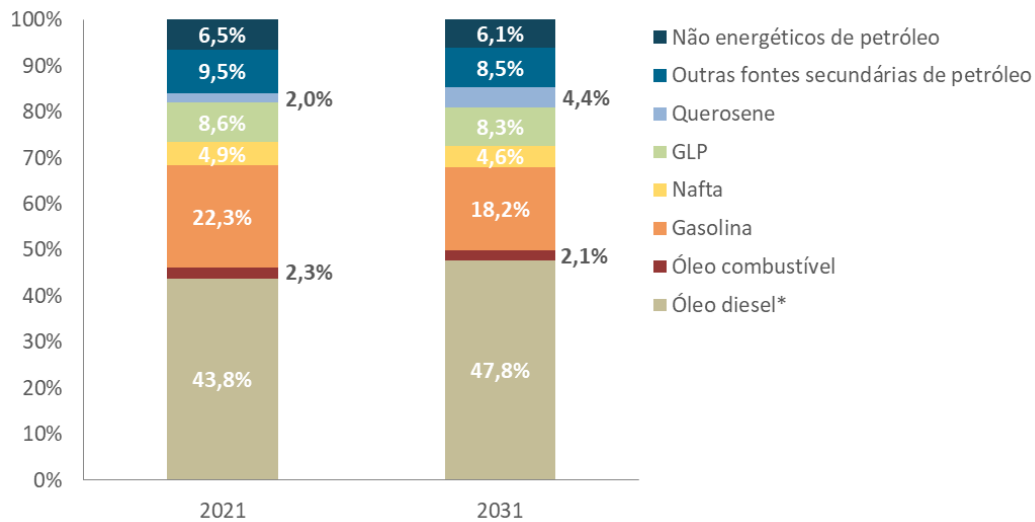
prima petroquímica. No horizonte analisado não há implementação de novas unidades e o incremento da demanda de nafta se dá apenas através da retomada do nível de utilização da capacidade instalada petroquímica existente.

O GLP substitui, principalmente, parte da lenha utilizada no setor residencial, e reduz sua participação dentre os derivados de petróleo.

A demanda por querosene foi fortemente impactada devido às restrições de deslocamento impostas pelo COVID-19, e espera-se que demonstre boa recuperação ao longo do período em estudo e gere um incremento médio anual da demanda de 9,5%. Quase a totalidade do querosene tem uso na aviação, atribuído ao setor de transportes.

Entre as outras fontes secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque de petróleo e outros energéticos de petróleo), o coque de petróleo é o que mais se destaca no cenário, principalmente a partir da retomada econômica do setor de cimento.

Gráfico 2 - 17: Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte



Nota: Não inclui o biodiesel.

Fonte: Elaboração própria.

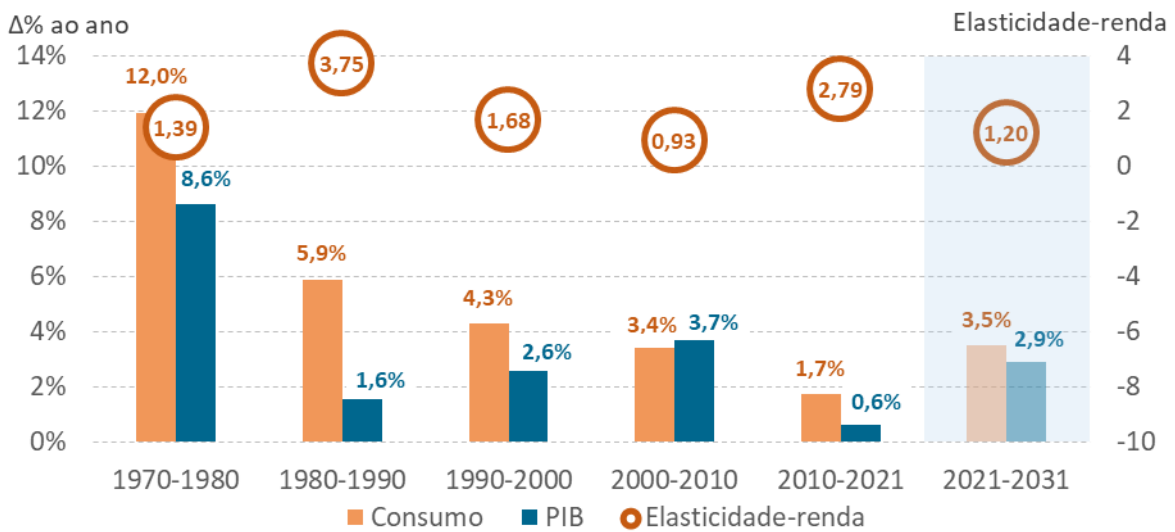
2.2.3 ELETRICIDADE

Nos próximos anos, espera-se que o uso de energia continue apresentando tendência de eletrificação. Neste íterim, o indicador de elasticidade-renda é de 1,20 e o consumo total de eletricidade cresce 0,6 p.p. anuais a mais que a economia brasileira entre 2021 e 2031. Este indicador é afetado tanto pelo consumo na rede quanto pela autoprodução não injetada esperados para o período, que crescem às respectivas taxas anuais de 3,5% e 3,3%, o que proporciona um aumento de 3,5% a.a. do consumo total (**Gráfico 2 - 18**).

Apoiado na recuperação econômica vislumbrada no cenário, o uso de eletricidade esperado para o

horizonte analisado cresce a taxas acima do crescimento econômico do país, como ocorrido na maior parte do histórico. Nesta projeção, em análise comparativa entre classes de consumo e entre décadas, espera-se que o incremento da classe residencial ocorra de modo mais brando, enquanto na indústria o crescimento seja mais vigoroso, aproveitando a alta capacidade ociosa atual. O consumo na classe comercial deve crescer mais do que na indústria e nas residências. Para o setor energético, a expectativa é de forte expansão de consumo via autoprodução.

Gráfico 2 - 18: Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção



Fonte: Elaboração própria.

Sob influência de uma nova distribuição setorial econômica, nota-se uma elevação gradual da intensidade elétrica nos próximos 10 anos, ainda que sob efeito de eficiência elétrica.

O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais (1,5% a.a.), que alcança o total de 88 milhões em 2031, e também pelo incremento do consumo médio residencial (1,7% anuais), atingindo 196 kWh/mês ao final de 2031. O consumo por consumidor supera o nível máximo histórico, de 179 kWh/mês, em 1998, somente no segundo quinquênio.

O PIB cresce à taxa anual média de 3,2% nos cinco primeiros anos e o consumo de eletricidade se expande a ritmo mais acelerado, dada a premissa de gradual retomada de utilização da capacidade instalada industrial. Nesse sentido, o consumo total de eletricidade cresce à taxa de 3,5% anuais nos

primeiros anos do horizonte analisado, com a elasticidade-renda de 1,26. Já no segundo quinquênio, nota-se uma redução da elasticidade-renda para 1,14, como resultado de um maior peso das demais classes de consumo, naturalmente menos eletrointensivas, na expansão do consumo nacional de eletricidade. Como resultado, o consumo total cresce à taxa de 3,5% no horizonte.

A evolução do consumo no setor industrial na rede destaca-se no primeiro quinquênio pautado, sobretudo, na retomada de utilização da capacidade instalada. Um novo ciclo de commodities deve favorecer setores como pelotização, siderurgia e papel e celulose. Em síntese, espera-se que haja expansão do quadro atual de consumo da indústria já no curto prazo com o dinamismo da indústria eletrointensiva, e maior protagonismo da indústria de transformação nos últimos cinco anos.

Tabela 2 - 5: Principais indicadores do consumo de eletricidade

Discriminação	2021	2026	2031	2021-	2026-	2021-
				2026	2031	2031
Crescimento médio (% a.a.)						
População (milhões de habitantes)	214	220	224	0,5%	0,4%	0,5%
Consumo Total (TWh)	563	669	792	3,5%	3,4%	3,5%
Autoprodução não injetada ¹ (TWh)	57	68	78	3,6%	2,9%	3,3%
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.628	3.043	3.531	3,0%	3,0%	3,0%
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	165	179	196	1,6%	1,9%	1,7%
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/12)	76,2	82,8	88,4	1,7%	1,3%	1,5%
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,0%	18,8%	17,8%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10 ³ R\$ [2017])	0,145	0,150	0,153	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,26	1,14	1,20

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

(2) Consumo por Consumidor Residencial não inclui parcela do suprimento por MMGD não injetada na rede.

Espera-se para a classe comercial crescimento ao longo do horizonte à taxa média de 4,2% ao ano. Cabe destacar que após forte impacto da COVID-19, espera-se a retomada do indicador de consumo com restabelecimento dos níveis pré-crise em 2023, sobretudo com a redução da elevada vacância instaurada durante a pandemia. Já para o segundo quinquênio, com a melhoria no ambiente de negócios e decisões de investimento espera-se intensificação de crescimento do número de estabelecimentos em relação aos primeiros 5 anos projetados. Com isso, o setor comercial ganha espaço no consumo na rede partindo de 17,3% em 2021 e alcançando 18,5% no final do horizonte.

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

A trajetória de perdas é coerente com o cenário econômico adotado. No primeiro quinquênio, há uma gradual retomada do crescimento econômico, havendo maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de

perdas, corroborando para pouca redução neste indicador. Já na segunda metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam a uma maior redução das perdas.

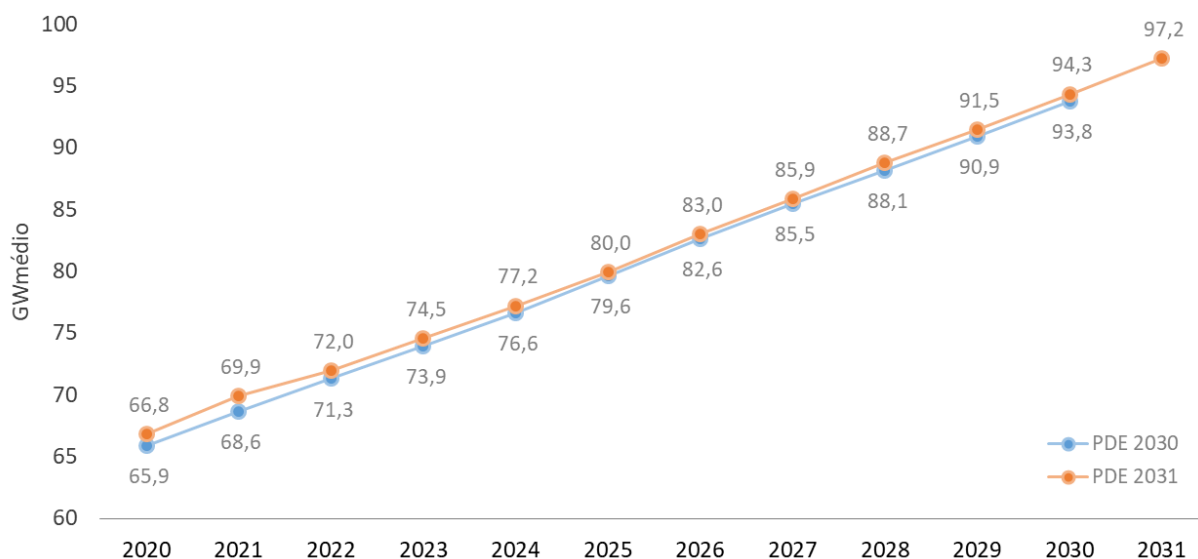
No período em análise, o subsistema Sudeste/CO perde participação na carga do SIN, em detrimento, sobretudo, de taxas de crescimento do consumo mais expressivas nos subsistemas Norte e Nordeste. A carga de energia para 2021 é 1,3 GWmédios superior à previsão do PDE 2030, alcançando 0,5 GWmédio acima da referida previsão para o ano de 2030.

Tabela 2 - 6: SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
MWmédio					
2021	5.960	11.474	40.332	12.174	69.940
2026	7.431	13.855	47.252	14.490	83.029
2031	9.333	16.425	54.364	17.115	97.238
Variação (% a.a.)					
Período					
2021-2026	4,5%	3,8%	3,2%	3,5%	3,5%
2026-2031	4,7%	3,5%	2,8%	3,4%	3,2%
2021-2031	4,6%	3,7%	3,0%	3,5%	3,4%

Nota: (1) Considera a interligação de Boa Vista a partir de 2026 ao subsistema Norte.

Gráfico 2 - 19: PDE 2031 x PDE 2030: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



Box 2 - 3: Impactos de cenários alternativos na carga de energia

A pandemia da COVID-19 gerou diversas incertezas, que trazem desafios adicionais para o planejamento energético, relacionadas à intensidade e à duração de seus impactos, além do quanto a cultura do trabalho remoto será mantida no longo prazo, entre outros fatores. Neste íterim, foram elaborados cenários de sensibilidade para a demanda de energia elétrica para todo o horizonte, ditos cenários inferior e superior. Apesar da breve apresentação da projeção da carga de energia destes cenários neste box, é possível obter mais detalhes em consulta ao Cadernos de Demanda Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-e-mme-lancam-o-caderno-de-demanda-de-eletricidade-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031-pde-2031-> .

No cenário inferior, novas ondas da COVID-19 resultam em uma duração mais longa da pandemia no País. Adicionalmente, com a dificuldade de aprovação de reformas, a expansão dos investimentos é mais fraca e vagarosa. Isso implica em um crescimento mais baixo da economia ao longo do horizonte decenal e leva a um crescimento da carga de energia aquém do observado no histórico, com taxa anual média de 2,8%. Tal crescimento pauta-se em baixo dinamismo em todas as classes de consumo, sobretudo as indústrias e residências. Em contrapartida, o índice de “perdas e diferenças” mantém-se relativamente estável ao longo do horizonte decenal, demonstrando, dentre outras questões, a dificuldade no combate as perdas comerciais.

Já no cenário superior, a aceleração do processo de vacinação, permite uma recuperação mais forte no curto prazo. Há aprovação de reformas importantes e forte aumento dos investimentos, sobretudo em infraestrutura, que geram ganhos de produtividade relevantes. Com um ambiente de negócios melhor e maior competitividade, o dinamismo da economia é maior e a carga de energia cresce 4,0% ao ano, com forte contribuição da classe Comercial e redução gradativa da parcela de perdas e diferenças. Entretanto, comparativamente ao cenário de referência, as classes Residencial e Industrial demonstram-se as mais responsivas à aceleração do PIB.

Gráfico 2 - 20: PDE 2031. Carga de Energia: Cenário Referência x Cenários Alternativos

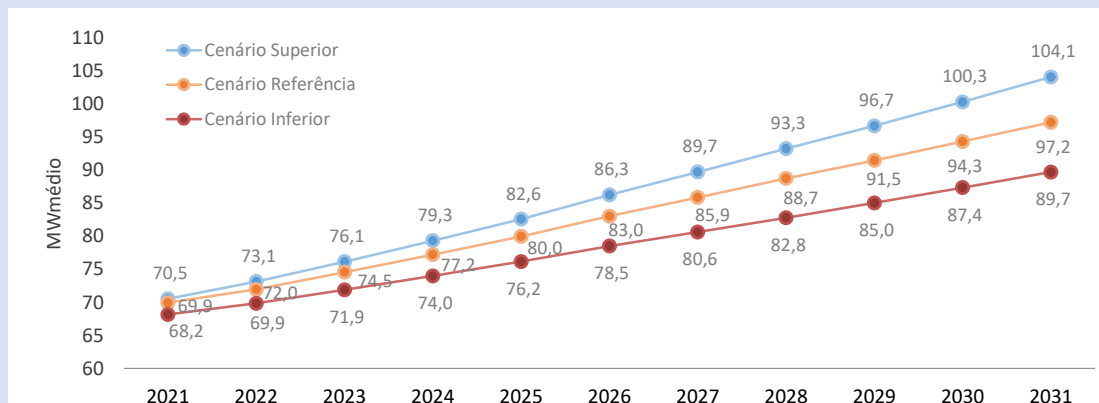
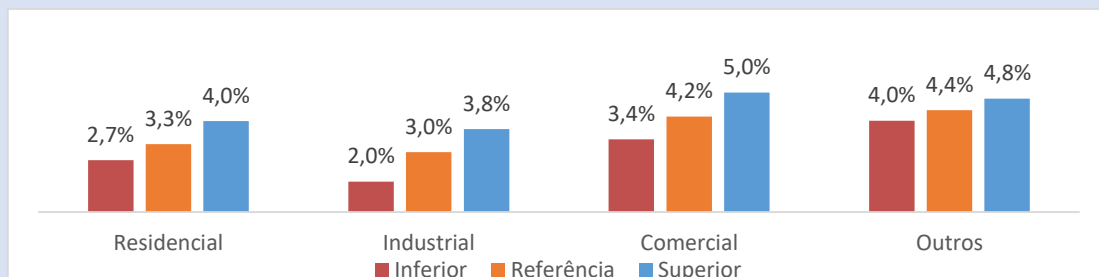


Gráfico 2 - 21: Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe: Cenário de Referência x Cenários Alternativos (% a.a.)



Box 2 - 4: Decomposição da carga horária no cenário de referência

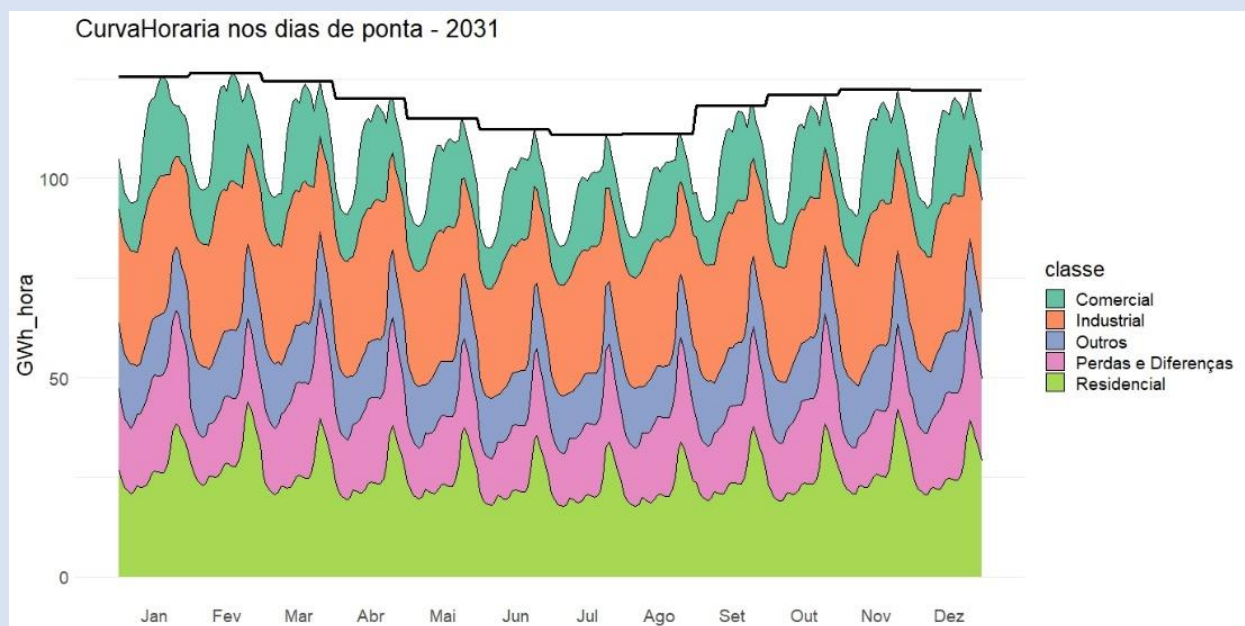
Garantir que o sistema possua capacidade de atender às oscilações bruscas da carga é um dos diversos requisitos a serem considerados no âmbito do planejamento da expansão do SIN. A necessidade por tal requisito, dito flexibilidade, pode ser atenuada ou acentuada devido a fatores econômicos, climáticos e/ou comportamentais.

Desta forma, o desafio do PDE em indicar um portfólio de geração como referência, em observância ao mutante comportamento da carga ao longo do horizonte, traz consigo a necessidade de detalhamento do uso da energia em bases cada vez mais granulares. Neste ínterim, a utilização da metodologia de projeção da curva de carga horária fortalece os elos entre economia, energia e potência.

Cabe destacar a vantagem na utilização da metodologia de projeção da curva de carga horária também no curto prazo, sobretudo em momentos de forte alteração na estrutura de consumo, trazendo insumos ao seu diagnóstico energético. Em meados de março de 2020, iniciou-se o estado de quarentena no Brasil como medida de redução da disseminação do COVID-19. O efeito de tal medida alterou significativamente o perfil da curva de carga horária observado nos últimos anos, sobretudo no período vespertino, haja vista a paralisação de diversos estabelecimentos comerciais/industriais. Desta forma, o uso da energia elétrica transpôs-se dos referidos estabelecimentos para os equipamentos elétricos das residências, proporcionando, como efeito líquido, o afundamento da carga no período vespertino.

O gradual processo de reabertura das atividades produtivas traz consigo a retomada da carga no curto prazo. Entretanto, em consonância ao cenário econômico-energético desenhado como referência, o crescimento de consumo das classes comercial e industrial retoma no médio prazo a evolução do uso da eletricidade nas residências, acarretando maiores desafios para o atendimento da carga no período vespertino. O **Gráfico 2 - 22** ilustra as 12 demandas mensais integradas (GWh/h) para o ano de 2031 e, de forma concatenada, ilustra a composição da carga nestes dias. Desta forma, são traduzidas as condicionantes econômico-energéticas para o efetivo requisito de geração horária de cada classe de consumo.

Gráfico 2 - 22: PDE 2031. Cenário Referência. Curvas de Carga Horária nos dias de ponta por mês



Fonte: Elaboração própria.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO DEMANDA DE ENERGIA

- *Entre 2021 e 2031, o consumo final de energia cresce à taxa média de 2,5% ao ano. A intensidade energética apresenta uma redução mais significativa no segundo quinquênio devido a eficiência energética e à redução na participação dos setores energointensivos no período.*
- *Na análise por setor, a indústria retoma a posição mais representativa com mais de 32% do consumo final de energia seguida pelos transportes. Em termos de aumento da participação, destaca-se o setor energético influenciado, principalmente, pelos incrementos nas produções de álcool e de óleo e gás natural do pré-sal.*
- *A participação da gasolina C na demanda total de energia do setor de transportes cai de 34% para 25% pela substituição por etanol hidratado no horizonte avaliado. Já a demanda por combustíveis relacionados ao setor aeroviário cresce a uma taxa média de 9,6% ao ano após o forte impacto sofrido pela crise de COVID-19 em 2020 e 2021.*
- *Em termos de energia, o transporte rodoviário de passageiros (leves e coletivo) e de cargas ainda representa mais de 90% na demanda total do setor de transportes. Em termos de atividade, o ferroviário e o aquaviário avançam de forma gradual no horizonte avaliado, passando de 38% para 42%.*
- *Na indústria observa-se o crescimento dos setores energointensivos com destaque para o crescimento médio anual de papel e celulose e de ferro gusa e aço de 2021 a 2031 com redução do nível de ociosidade industrial e expansão da capacidade instalada, em alguns casos. Já as indústrias de alimentos e bebidas, química, cerâmica e não ferrosos e outros da metalurgia tiveram crescimento tímido. Entretanto, vale destacar a indústria de soda cloro que tem perspectivas de crescimento para atender a demanda, principalmente por PVC, nos setores de saneamento e de infraestrutura.*
- *No decênio analisado, a demanda elétrica no país aumenta em 41% impulsionada principalmente pelo setor residencial, no qual a participação da eletricidade sobe de 47% para 56 %. Tal crescimento é puxado pelos usos finais que utilizam eletricidade, como climatização de ambientes e conservação de alimentos.*
- *Nas residências brasileiras, espera-se que a cocção de alimentos perca participação na demanda de energia no período em função da substituição do uso das biomassas tradicionais por energéticos mais modernos como o GLP e o gás natural, principalmente por classe mais desfavorecidas em especial, da área rural.*
- *Nos segmentos associados aos setores comercial e público, a retomada do nível de atividade e expansão de novos estabelecimentos deve ocorrer de forma gradual ao longo do horizonte em consonância à recuperação do mercado de trabalho e confiança dos agentes.*
- *Na análise por fonte, os derivados de petróleo mantêm os maiores ganhos em relação ao consumo final de energia, principalmente devido ao diesel que cresce sua importância nos veículos pesados. Espera-se maior participação do gás natural, do etanol e da eletricidade em detrimento das demais fontes de energia.*
- *Ao longo do período, outras fontes que se destacam são o biodiesel (que cresce à taxa de 5,6% a.a) compulsoriamente adicionado em percentuais crescentes ao óleo diesel B comercializado e a lixívia (coproduto da indústria de celulose cresce 2,8% a.a.).*
- *Espera-se que, a partir da evolução da autoprodução clássica e do incremento do consumo demandado pela rede, o consumo total de eletricidade cresça cerca de 20% a mais que a economia brasileira, ratificando a tendência de eletrificação ao longo do horizonte.*

**PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO
DEMANDA DE ENERGIA**

- *O consumo residencial de eletricidade na rede cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 88 milhões em 2031, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 196 kWh/mês ao final de 2031, pouco superior ao máximo histórico, verificado em 1998, de 179 kWh/mês.*
- *No caso das perdas elétricas, espera-se maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha próximo da estabilidade no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas.*
- *O consumo industrial de eletricidade na rede cresce abaixo da média, observando-se que o consumo na rede cresce 3,5% ao ano até 2031, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido ainda no primeiro quinquênio, basicamente através da retomada da utilização da capacidade instalada existente. No segundo quinquênio, espera-se que haja a instalação de novas unidades industriais em alguns segmentos energointensivos a partir da melhora do ambiente econômico.*

Apresentação dos Capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

O PDE sempre teve o desafio de antecipar discussões; avaliar como mudanças tecnológicas, econômicas, ambientais e de preferências do consumidor refletem nas necessidades do sistema e nas oportunidades de expansão da matriz de geração e transmissão. Para exercer esse papel, o PDE vem trabalhando com a constante busca por aperfeiçoar métodos, critérios, e dados de entrada para os modelos utilizados. Nesse sentido, a busca para incorporar o estado da arte de soluções em discussão em sistemas elétricos pelo mundo, avanços em detalhar as tecnologias candidatas para expansão, melhorias na representação dos custos de investimento e operação e diversos outros avanços sempre pautaram os estudos do planejamento da expansão de transmissão e geração de energia.

Em resumo, o planejamento da expansão é uma ciência em constante evolução metodológica, e a realidade operativa do ano de 2021 trouxe lições que permitiram avançar na redução da assimetria entre a realidade e seus modelos. Isto porque o sistema elétrico brasileiro passou por situações operativas novas e vislumbrou a possibilidade de ocorrência de outras, que não foram vivenciadas graças a reversão da expectativa de chuvas no início do período úmido de 2022. A maior escassez hídrica registrada nos últimos 90 anos impôs desafios para a gestão da operação e exigiu, de todos os órgãos que compõe o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), dedicação integral desde 2020.

Despachos termelétricos fora da ordem de mérito econômico foram utilizados sempre que possível para preservar o nível dos reservatórios. Junto a eles, a discussão sobre a chamada “inflexibilidade” das usinas hidrelétricas, associada à geração compulsória para atender a outros usos da água, e os limites de segurança utilizados na operação da transmissão também foram constantes. Ao passo em que a escassez hídrica se intensificou, as ações conjunturais responderam no mesmo sentido, como a aprovação, também pelo CMSE, da

importação de energia de países vizinhos, a flexibilização das restrições operativas nas usinas hidrelétricas - de modo a preservar níveis dos reservatórios e priorizar as outras fontes, também a flexibilização de restrições de transmissão, visando maximizar a exportação de energia das regiões N/NE para S/SE, além de tratativas para acelerar a entrada em operação de novas usinas e linhas de transmissão, publicação de portarias pelo MME que permitem a contratação de recursos adicionais, implementação de Programa de Resposta da Demanda para o ACR e de Redução Voluntária da Demanda para grandes consumidores, além da contratação de capacidade instalada de curto/médio prazo para atendimento do sistema e também auxiliar a recuperação dos reservatórios do SIN.

Ou seja, durante o desafio de atendimento à demanda de 2021, novas soluções de curto prazo foram buscadas. E além de contribuir para as decisões conjunturais, através da participação no CMSE, CREG e outros fóruns, a EPE seguiu trabalhando na busca por aprimoramentos estruturais, que em conjunto com os critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em 2019 (lembrando que a matriz de 2021 foi planejada há 4, 5, 6 anos, quando o critério físico de suprimento era puramente energético, de risco de déficit limitado a 5% em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional), conduzam o Sistema Elétrico Brasileiro ao melhor equilíbrio entre segurança e custo, por onde novas situações de escassez de oferta possam ser superadas com o menor número possível de medidas de curto prazo, de forma a conferir maior previsibilidade às decisões operativas e ações de planejamento, embora cientes de que não há referência internacional de planejamento a risco “zero”.

Os resultados do PDE 2031 são importante passo para a construção desses aprimoramentos estruturais, que envolvem a expansão coordenada dos sistemas de geração e transmissão, cabendo

registrar que o custo para o atendimento de cada MWh no sistema elétrico deve ser visto em função do total G + T (geração + transmissão), uma vez que as obras de transmissão viabilizam a integração de fontes mais competitivas no sistema, reduzindo os custos de operação, permitindo aumentar os intercâmbios e a flexibilidade do sistema, tirando proveito da complementaridade das fontes e empreendimentos.

No capítulo de geração de energia elétrica, as lições aprendidas no biênio 2020/2021 fundamentam os estudos apresentados, em especial na nova representação das restrições operativas das hidrelétricas, que busca aproximar o planejamento da expansão à realidade operativa. Essa nova abordagem foi utilizada em todas as análises apresentadas, desde o cálculo de requisitos até os cenários de expansão. O Cenário de Expansão de Referência levou em consideração também as diretrizes de política energética, destacadamente o disposto na Lei nº 14.182/2021. Os resultados desta expansão foram comparados com a Rodada Livre, onde as decisões do MDI levam em conta apenas os custos e potencial de cada tecnologia. Em ambos os cenários, há continuidade do processo de diversificação da matriz e redução da dependência hídrica. E, este ano o leitor poderá sentir falta das análises de sensibilidade (what-ifs), entretanto, o objetivo é ao longo do primeiro semestre de 2022 publicá-las em cadernos complementares.

Já no capítulo de transmissão de energia elétrica, são abordados temas importantes que atualmente se encontram em discussão no setor elétrico e que permeiam as recomendações das expansões de rede que compõem este PDE. Sob essa ótica, são descritas as diversas estratégias que vêm sendo consideradas nos estudos de expansão da transmissão de modo a viabilizar a integração e o escoamento de geração das diversas fontes energéticas, dentre elas as eólicas e as fotovoltaicas, as quais vêm apresentando protagonismo cada vez maior no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Essas estratégias reforçam o papel fundamental da expansão da transmissão, não apenas por permitir o escoamento de grandes blocos de geração e o atendimento ao crescimento do mercado, mas por agregar confiabilidade, flexibilidade na operação da rede e permitir que o sistema possa usufruir das características das fontes, tanto pela diversificação de recursos como pela dispersão geográfica. Além disso, busca-se caracterizar a evolução da capacidade de transmissão das interligações elétricas regionais dentro do período decenal, reconhecendo a relevância dessas instalações para o uso otimizado dos recursos do SIN. Ao final do capítulo, é apresentada importante sinalização econômica para o setor de transmissão, incluindo estimativas de investimento em linhas de transmissão e subestações nos próximos anos.

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica

No SEB o ano de 2021 foi marcado pela desafiadora situação de escassez hídrica, contornada graças a atenção e ações coordenadas entre o MME, instituições setor e sociedade de forma geral, tanto no âmbito do CMSE, quanto da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). A energia afluenta às usinas hidrelétricas do SIN tem acumulado, nos últimos oito anos, consecutivos valores abaixo da média. Esse comportamento pode ser observado especialmente nos subsistemas SE/CO e NE, que somam 88% da capacidade máxima armazenável. Quando avaliado especificamente o período de outubro de 2020 a setembro de 2021, em 6 meses foram registradas as afluições mais críticas dos últimos 91 anos. Além disso, 9 dos 12 meses se configuram entre os 5 piores de todo histórico.

Como consequência da baixa pluviosidade, o período seco de 2021 iniciou com os reservatórios da região SE/CO, que representam 70% da capacidade total do SIN, com apenas 32% de energia armazenada (o pior nível para esta época do ano desde 2001). Como o parque gerador brasileiro é caracterizado pela forte presença hidrelétrica (60% da capacidade instalada em 2021), com grandes reservatórios de acumulação, todo o setor vem, desde então, acompanhando minuciosamente essa situação e enfrentando o desafio imposto com medidas conjunturais e outras de caráter estrutural. É neste contexto, e incorporando lições aprendidas, que os estudos e indicações para a expansão centralizada da geração do PDE 2031 foram desenvolvidos e são colocados para amplo debate com a sociedade.

Do ponto de vista estrutural, é importante destacar a diversificação da matriz a partir de investimentos em fontes renováveis além das hidrelétricas, como eólica, biomassa e fotovoltaica, complementada pela expansão de geração despachável, como as termelétricas a gás natural. A fonte hídrica, que no começo do século representava 83% da capacidade instalada, deverá reduzir sua participação relativa para 46% até o final do horizonte (considerando também o crescimento da

geração distribuída). Como demonstrado nos ciclos anteriores, esta diversificação tende a aumentar a confiabilidade de suprimento devido ao efeito *portfólio* entre fontes e regiões do país, contribuindo para uma melhor gestão de risco de não atendimento à carga.

Por outro lado, a medida em que a configuração do parque gerador se altera, novos desafios surgem para a garantia do suprimento futuro. Dentre as lições aprendidas no biênio 2020/2021, a situação de escassez hídrica evidenciou como os diferentes usos da água impactam na gestão dos reservatórios e trouxe à luz que a forma como as restrições operativas das UHE estão representadas nos modelos energéticos pode ser aperfeiçoada. Nesse sentido, o PDE 2031 propõe uma nova abordagem para o uso das restrições existentes no modelo Newave que pode trazer maior realismo sobre o gasto energético que ocorre nas UHE. Cabe frisar que as alterações propostas se restringem aos dados de entrada, o que traz agilidade ao processo de realimentação destas ferramentas, incorporando desafios da operação realizada pelo ONS. Esse avanço é uma pronta resposta que o PDE 2031 traz, em busca de maior previsibilidade para o setor e antecipação das suas indicações.

Sendo assim, o PDE se apresenta, uma vez mais, como um instrumento fundamental para endereçar os desafios impostos pelas incertezas inerentes ao planejamento de um sistema de base renovável. Além do já citado aprimoramento da representação das restrições hidráulicas, o PDE 2031 mantém o monitoramento permanente da segurança de abastecimento do SIN, através da aplicação dos critérios de suprimento (conforme resolução CNPE nº 29) e do cálculo dos requisitos de energia e potência para o horizonte, sempre incorporando ações referentes à modernização do

setor. Nas sensibilidades *what ifs*⁶ serão considerados cenários mais restritivos, como por exemplo, situações de menor afluência, além de estudos com novas ferramentas de simulação.

Dessa forma, o PDE 2031 segue em contínua melhoria, fruto da constante interação com os agentes, e traz novas discussões e debates.

Box 3 - 1: Outros aprimoramentos importantes para o enfrentamento de escassez hídrica

Considerando a expressiva participação do parque hidrelétrico no SIN, a preocupação com os piores cenários de hidrologia sempre pautou o planejamento da operação e expansão. Quando esses cenários se realizam, usualmente observam-se restrições na oferta que despertam a preocupação da sociedade com a possibilidade de medidas de racionamento de energia elétrica ou mesmo a ocorrência de blecautes. O segundo semestre de 2021 foi marcado por discussões como essas. A atuação do MME em conjunto com outros ministérios e instituições, como EPE, ONS, CCEE, ANEEL e ANA, conduziu o setor para a superação da escassez sem adotar medidas de racionamento compulsório. Entretanto, cabe a reflexão sobre avanços estruturais que contribuam para que o enfrentamento de situações como essa não necessite de regulamentações específicas e dependam, cada vez menos, de ações de curto prazo.

Por se tratar de uma restrição de oferta, as respostas “naturais” indicam uma maior contratação de recursos de geração para o longo prazo, visando atender critérios mais rígidos de planejamento. No entanto, em virtude das incertezas, como crescimento da demanda e competitividade de tecnologias futuras, a adoção de uma contratação excessiva de longo prazo pode gerar arrependimento com custos tarifários elevados e de difícil gestão, causando impactos em toda a economia.

Nesse sentido, além de proporcionar uma adequada contratação estrutural de geração, é importante que o setor acelere aprimoramentos em dados de entrada, metodologias e modelos computacionais utilizados na expansão, operação e formação de preço. Além da preocupação da melhor representação da inflexibilidade hidrelétrica, como abordado neste capítulo, é importante que o setor continue aprimorando outras representações, como:

- Das projeções futuras de energia natural afluenta (ENA), buscando considerar variáveis climáticas e a correção da rápida reversão à média geral do histórico;
- Das características de geração das UHE, buscando uma representação individualizada no modelo de longo prazo;
- Da carga líquida futura, principalmente considerando as incertezas e a evolução de importância das renováveis variáveis e da geração distribuída;
- Da evolução dos custos variáveis das termelétricas no longo prazo, além da taxa de desconto considerada pelos modelos;
- Dos limites e características da transmissão do SIN e da necessidade de reserva operativa, buscando revisar os critérios e requisitos necessários de flexibilidade do sistema.

Esses aprimoramentos, por si só, são capazes de promover a melhor alocação de recursos existentes, além de prover uma sinalização econômica mais adequada da real escassez do sistema, mas podem não ser suficientes para a correta mobilização dos agentes de mercado.

Assim, aprimoramentos nas regras de atacado, como a adoção de alocação preferencial de riscos de contratos ACR nos agentes geradores, o aumento gradual do preço teto estrutural (visando compatibilizar a aversão ao risco de contratação dos agentes com os custos e riscos do sistema), a possibilidade de ofertas de redução de carga, o aumento da liquidez e segurança (por exemplo, com a implementação de liquidação semanal), dentre outros, incentivam medidas de eficiência energética e melhoram a tomada de decisão dos grandes agentes.

Enquanto no varejo, é importante que as sinalizações de atacado sejam melhor refletidas para o consumidor final. Assim como observado em diversas experiências internacionais, a implementação massiva de medidores inteligentes e tarifas dinâmicas, com maior granularidade temporal, possibilita maior racionalização de consumo, novos modelos de negócio e a mobilização de recursos energéticos distribuídos na média e baixa tensão.

⁶ Os cenários de sensibilidade *what if* do PDE 2031 serão publicados posteriormente, em complemento a este relatório.

Box 3 - 1: Outros aprimoramentos importantes para o enfrentamento de escassez hídrica

A superação dos desafios para implementação dos aprimoramentos indicados, além de melhorar a alocação de recursos no curto e médio prazo, podem aumentar a assertividade da contratação de longo prazo e promover a confiabilidade de suprimento a menor custo para a sociedade brasileira.

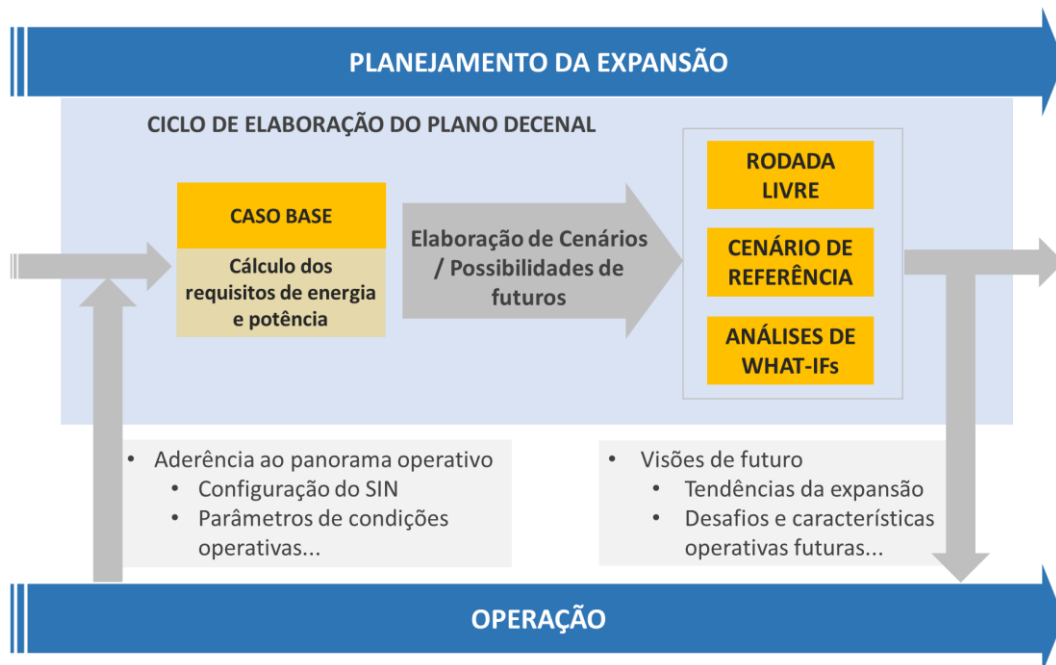
3.1 Metodologia

O planejamento da expansão é uma ciência de constante evolução metodológica, onde a cada ciclo inclui-se aprimoramentos de modo a buscar maior aderência com as condições operativas.

O objetivo desta seção é descrever o processo de desenvolvimento do Plano Decenal de Expansão de Energia no tocante à geração centralizada de energia elétrica, sumarizada na **Figura 3 - 1**. Pode-se perceber pela figura o caráter cíclico dos estudos de planejamento da expansão, que acompanham o que ocorre na operação do sistema, sendo alimentado

por essas informações, ao mesmo tempo em que fornece insumos para a operação, a partir das visões de futuro. Este documento, instrumento oficial MME para o planejamento de médio prazo, incorpora as informações atualizadas, na sua data de referência, de demanda projetada de energia e potência, cronogramas de efetivação de empreendimentos de geração e transmissão que serão conectados ao SIN, bem como estrutura as diretrizes do planejamento energético nacional. Como resultado tem-se o plano indicativo que integra o ciclo do planejamento de expansão do sistema elétrico brasileiro.

Figura 3 - 1: Fluxograma do processo aplicado ao planejamento decenal



Fonte: Elaboração própria.

Inicialmente destaca-se o importante aprimoramento metodológico do processo de planejamento do SIN com o estabelecimento e a avaliação contínua dos critérios de suprimento, definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em dezembro de 2019 (Resolução nº 29), que passou a considerar não apenas o risco, mas a profundidade do risco, tanto para energia quanto também para potência. A primeira aplicação prática na expansão da matriz elétrica será percebida pela sociedade em 2026, quando entrarem em operação comercial os empreendimentos contratados pelo Leilão de Reserva de Capacidade (LRC) realizado em 21 de dezembro de 2021⁷.

As variáveis de operação do SIN são recorrentemente aferidas através de análises probabilísticas e de predição de riscos em relação a garantia do suprimento. As avaliações de risco se mostram particularmente interessantes para lidar com incertezas hidrológicas, assim como avaliar a robustez do sistema em situações mais severas, principalmente pela predominância de fontes renováveis do SIN e que têm disponibilidade associada a eventos naturais, modelados por processos estocásticos.

O processo de elaboração do PDE inclui diversas etapas, e a caracterização da configuração representativa do SIN (denominada Caso Base) para o ciclo vigente é o ponto de partida do estudo. Nesta etapa é realizado o levantamento e atualização das informações relativas ao parque gerador e ao sistema de transmissão existente e contratado. Esse conjunto de empreendimentos irá integrar as simulações dos modelos que calculam o balanço de atendimento eletroenergético para as distintas regiões do SIN. A partir da simulação do Caso Base e comparação dos resultados com os critérios de suprimento vigentes é possível identificar os momentos em que estes critérios não são atendidos

e quantificar o adicional de oferta necessário, explicitando as dimensões de energia e capacidade de potência. Destaca-se que a configuração do Caso Base do parque gerador e do sistema de transmissão não contempla as expansões indicativas do sistema elétrico.

Devido ao elevado grau de complexidade do SIN, para realizar as análises é fundamental conceituar as relações de dependência temporal e espacial que impactam a expansão e a gestão eficiente dos ativos. Uma vez quantificados os requisitos de energia e potência, inicia-se o processo de otimização da expansão da oferta, que minimiza o custo total de investimento e operação para o horizonte de planejamento e apresenta estimativas para as condições operativas futuras e os custos para o atendimento à projeção da demanda.

A cesta de projetos candidatos a expansão é estabelecida considerando a viabilidade de projetos para entrada em operação comercial no horizonte decenal (o detalhamento desta cesta pode ser encontrado na seção 3-4 deste relatório).

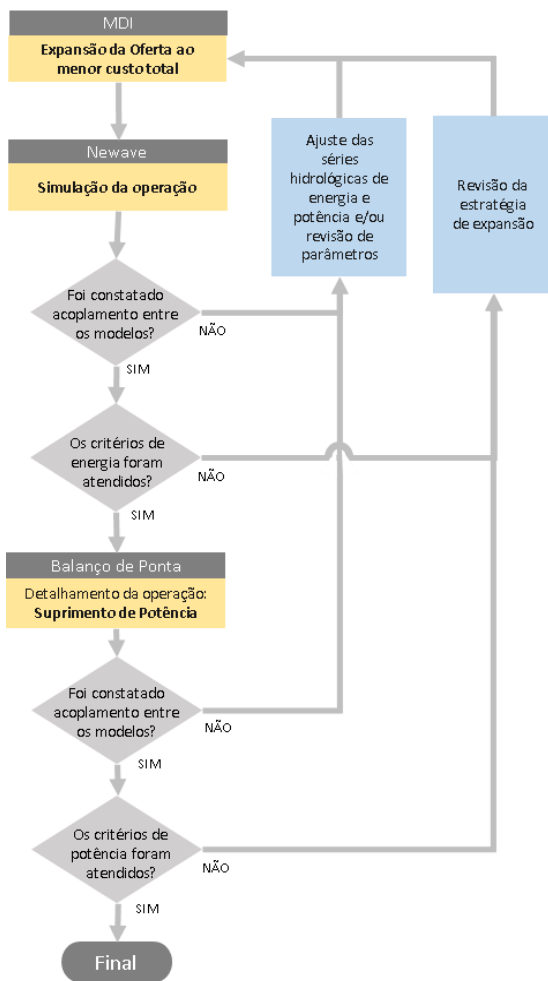
O horizonte de análise e de prospecção de possíveis cenários para o suprimento eletroenergético considerado no estudo, é de 16 anos⁸. A metodologia de avaliação das possíveis expansões do sistema de geração e de transmissão de energia envolve resumidamente três etapas de simulação, ilustradas na **Figura 3 - 2**: (i) simulação com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para obter o cronograma de expansão indicativa; (ii) simulação operativa com o Modelo Newave; (iii) Simulação com o Balanço de Potência para verificação do atendimento aos requisitos de demanda máxima instantânea do SIN. Com as duas últimas etapas são aferidas as condições de atendimento futuras e, sempre que necessário, realimenta-se as etapas anteriores do processo, para que medidas corretivas possam ser sinalizadas.

⁷ As simulações do PDE 2031 têm como data de referência setembro de 2021, motivo pelo qual o resultado do primeiro LRC não foi incluído. Por este motivo, parte da oferta indicativa apresentada nas visões de futuro deste Plano pode ser considerada como já contratada por este certame.

⁸ Atualmente, as simulações do PDE iniciam em maio do ano corrente, portanto antes do início do horizonte decenal. Após os

dez anos que contemplam o foco principal do estudo a simulação segue por mais 5 anos que trazem informações relevantes para a avaliação de investimentos, especialmente para análises acopladas entre geração e transmissão. Desta forma, o horizonte total simulado é de 16 anos.

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



Fonte: Elaboração própria.

Cada uma das etapas tem como foco representar os atributos econômicos e operativos das opções de geração e do sistema de transmissão para orientar decisões de investimento e despacho otimizado do sistema elétrico centralizado. As discretizações temporais propostas em cada uma dessas etapas simuladas pondera o nível de detalhamento e o esforço computacional exigido para análises no horizonte do planejamento decenal.

Finalmente, depois de desempenhadas todas as etapas descritas e elaborados os cenários de expansão da Rodada Livre, com uma perspectiva de expansão puramente econômica, e o Cenário de Referência, que contempla as diretrizes de política

energética, o processo do planejamento estabelece a fase de avaliação do atendimento e expansão do sistema para algumas sensibilidades *what if*. Dessa forma, é possível lidar com as incertezas inerentes ao processo de planejamento com sensibilidades que exploram diferentes condições de oferta dos recursos de geração e transmissão e respectiva mensuração dos impactos sobre a capacidade de suprimento das demandas projetadas para o sistema elétrico em operação e futuro.

Tendo em vista o panorama desafiador de enfrentamento da situação de adversidade hídrica, principalmente nas bacias hidrográficas das regiões Sudeste e Sul durante os anos de 2020 e 2021, importantes aprimoramentos vêm sendo incorporados ao processo de planejamento do SIN para torná-lo mais aderente à realidade operativa. E dada a predominância hidrelétrica do parque gerador nacional (60% da capacidade instalada em 2021), grandezas que influenciam a operação das UHE estão sendo reavaliadas e recalibradas para este ciclo decenal. Nos modelos de simulação, esse ajuste foi realizado através de níveis mínimos de operação dos reservatórios das hidrelétricas com capacidade de acumulação⁹, bem como vazões defluentes e metas de geração mínimas associadas a cada uma das usinas. O objetivo dessa abordagem, que será detalhada a seguir, é refletir nos modelos matemáticos restrições para a gestão do recurso (também chamada de “inflexibilidades das hidrelétricas”). O resultado sobre a operação das UHE é então percebido de modo efetivo pelo parque gerador despachado centralizadamente.

Dentro deste contexto ressalta-se que, durante o ano de 2021, a Medida Provisória nº 1.055 instituiu a CREG para estabelecer uma articulação entre as entidades e órgãos responsáveis pelas atividades relacionadas aos usos dos recursos hídricos e, assim, garantir a efetividade de ações que aumentassem a garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País.

Visando estar aderente as condições operativas percebidas e incorporando as lições

⁹ Seguindo a indicação mais recente da CPAMP.

aprendidas nesse período, é importante frisar que todas as configurações apresentadas neste PDE levam em conta as mudanças nas restrições operativas associadas à disponibilidade do recurso hidráulico para a simulação das usinas hidrelétricas nos modelos MDI, Newave e Balanço de Ponta. Como foram citadas anteriormente as variáveis alteradas, neste momento, são: volumes mínimos operativos, vazões defluentes mínimas e metas mensais de gerações hidráulicas mínimas. O ajuste aplicado à estas últimas grandezas são apresentadas na seção 3.1.1, onde a calibração e estimativa destes parâmetros utilizados nos modelos de simulação são definidos. Na seção 3.2.1 são apresentados os impactos dessa nova representação nas simulações do Caso Base, através da comparação de algumas variáveis operativas bem como de estimativas de custos marginais de operação – CMO.

Através dessa modalidade de planejamento dinâmico, que além de avaliar diversos cenários

3.1.1 METODOLOGIA DAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS

Na última década, o Brasil vem passando por uma sequência de períodos com aflúncias inferiores à média histórica, que levantam questões sobre possíveis alterações deste regime em diversas bacias hidrográficas. Tal período culminou na pior seca em 91 anos, com redução a níveis críticos dos reservatórios das hidrelétricas do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul do país.

Neste contexto de escassez do recurso hídrico, os anos de 2020 e 2021 apresentaram situações severas para o atendimento à carga, que levam a reflexões sobre todos os processos do setor, desde a operação de curto prazo até o planejamento da expansão de médio e longo prazo.

Essas condições operativas evidenciaram que o impacto de algumas restrições não estava sendo percebido em situações normais de atendimento. Em outras palavras, apenas quando foi necessário reduzir ao máximo a produção das UHE, para preservar os níveis dos reservatórios, foi percebido que a menor produção obtida na prática era superior àquela que os modelos computacionais de médio e

incorpora o que tem sido visto na operação real do sistema, recomendam-se ações mitigadoras da insuficiência da oferta de energia em momentos de conjuntura adversa do ponto de vista da escassez de recursos energéticos.

Com isso, o planejamento indicativo do SIN cumpre o papel de antever medidas eficazes de modo a sinalizar a expansão do parque gerador em um desafiador contexto, incluindo a já ocorrente transição energética. As mudanças de características da oferta, principalmente pela inserção massiva de fontes renováveis variáveis, e custos de operação reduzidos levam a necessidade de desenvolvimento de mecanismos de adequabilidade do suprimento elétrico para lidar com as incertezas e variações inerentes à disponibilidade dos recursos naturais utilizados pelas diversas fontes renováveis que constituem o SIN, como é o caso das hidrelétricas, eólicas e solares fotovoltaicas.

longo prazo estavam enxergando. Além de afetar diretamente os resultados obtidos pelo Newave, esse efeito pode ser propagado para os demais modelos da cadeia que utilizam a função de custo futuro, resultante do Newave, como insumo para simulações mais detalhadas. De modo a tornar mais aderente a conjuntura operativa observada, o PDE 2031 apresenta uma metodologia para uma revisão da representação de algumas condições do passado recente, sendo aplicadas também como restrições para o futuro, a fim de trazer para discussão como essas restrições podem resultar em maior previsibilidade e impactar nas ações e na avaliação do atendimento aos critérios de suprimento.

Os atuais dados oficiais que são considerados no modelo Newave levam a sinalização de condições futuras melhores do que vem sendo possíveis de se realizar na operação real do sistema. Essas restrições levam a flexibilização da produção das UHEs compatíveis com valores que hoje se mostram inadequadamente otimistas, em especial ao que a operação dos anos de 2020 e 2021 demonstrou.

Uma das motivações desta alteração é que, antes da revisão das restrições apresentada neste plano, ao se considerar maior gestão do recurso em escala mensal, a sinalização para o planejamento é de maior potência disponível, proveniente das hidrelétricas, com menor gasto energético associado. Consequentemente, atender-se-ia aos requisitos do sistema de modo incompatível com o identificado na operação recente, tanto em termos de custo como de uso do recurso hídrico. Portanto, incorporar nos modelos o fato de que, na prática, não existe uma amplitude operativa de curto prazo nas hidrelétricas tão grande quanto se representava, indica que esta potência disponível para atendimento à demanda máxima exige maior esforço de alocação do recurso. Ou seja, para que o atendimento aos picos de carga continue sendo alocado nas usinas hidrelétricas, deve-se considerar de modo efetivo o gasto energético associado. Ou, alternativamente, a expansão deve prever oferta adicional para complementar esse serviço nas situações em que as UHE não serão suficientes.

A partir do segundo semestre de 2020 até o final do período seco de 2021 a política operativa das hidrelétricas do SIN, desempenhada pelo ONS com aprovação do CMSE, teve como principal objetivo a preservação dos níveis dos reservatórios. Isso levou não só a redução da geração nas hidrelétricas como, posteriormente, a necessidade de flexibilização de algumas restrições operativas. Considerando o período entre julho de 2020 e junho 2021, quando ainda não estavam vigentes as flexibilizações das restrições hidráulicas aprovadas pela CREG para uma situação conjuntural, o **Gráfico 3 - 1** apresenta a menor geração horária de cada mês do conjunto de usinas despacháveis presentes no Newave. Observando os meses finais do período seco de 2020, outubro e novembro, o primeiro foi o mês que apresentou o menor valor, onde a mínima geração horária foi de cerca de 23.000 MWh/h. Para representar esse novo comportamento do sistema no modelo Newave, a restrição de vazão mínima para o total do SIN foi aumentada, tornando-a compatível com o total visto em outubro de 2020, por este ser o menor valor observado no histórico dos últimos cinco anos.

Gráfico 3 - 1: Menor Geração Hidráulica Verificada 2020 a 2021 – SIN



Fonte: Elaboração própria.

As usinas hidrelétricas também apresentam restrições de variação de defluência, atualmente não representadas no Newave. Essas restrições fazem com que determinada UHE precise alocar mais água para variar a produção (por exemplo, em momentos de pico) do que o modelo consegue enxergar. Ao se considerar apenas restrições de geração mínima, o Newave admite que, em situações críticas, pode produzir pouca energia na média mensal e modular, instantaneamente, para o pico quando necessário. Dessa forma, apenas as restrições de mínimo não são suficientes para representar todo uso energético das UHE, sendo necessária a atualização de outro parâmetro operativo que, neste caso, considere os patamares de carga.

Novamente a geração verificada no passado recente foi considerada para estimar o gasto energético que resulte em um montante suficiente para que as usinas variem sua produção de modo a atender as variações da carga e das demais fontes renováveis. Utilizando mais uma vez os dois meses finais do período seco de 2020, foi identificado que no patamar de carga leve a produção média das hidrelétricas do SIN foi de, aproximadamente, 32.000 MW médios. Em um primeiro momento, uma geração mínima por patamar nesse valor se mostra suficiente para garantir toda modulação necessária para as UHEs.

Ainda que o Newave represente o sistema de forma agregada, a metodologia utilizada neste plano traz uma representação individualizada das

restrições operativas que impactam na geração hidrelétrica, que posteriormente são agregadas pelo modelo, com base em: maior restrição de vazão mínima (aderente à menor geração horária verificada) e metas de geração mensal (aderente ao menor patamar verificado), ambas obtidas a partir da mesma referência de dados históricos e em uma condição estrutural. A correlação temporal (mensal) entre os valores de vazão mínima e os de meta de geração mensal é mantida nessa situação, o que garante a adequação entre as restrições impostas ao modelo e o acoplamento entre as avaliações de energia e capacidade.

Com essa modelagem, espera-se aprimorar a Função de Custo Futuro resultante do modelo Newave para fins de estudos de planejamento da expansão, em adição as evoluções metodológicas discutidas na Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP). A Função de Custo Futuro impacta no valor da água e, conseqüentemente, em variáveis operativas importantes para o planejamento, como o risco de déficit e disponibilidade de potência. Dessa forma, essas novas informações farão parte de todo o processo deste PDE e influenciarão a indicação da oferta, trazendo assim maior previsibilidade sobre o uso dos recursos e permitindo a antecipação de ações corretivas ou ajustes sobre as decisões de planejamento.

A **Tabela 3 - 1** sintetiza como passam a ser representadas as restrições operativas propostas no PDE 2031.

Em relação aos dados de vazão mínima de cada usina, ainda que a referência seja a geração mínima coincidente, conforme **Tabela 3 - 1**, os valores cadastrados no modelo devem ser convertidos em vazão (m³/s), através do uso do polinômio cota x volume de cada usina, considerando a premissa de que as usinas se encontram com 65% do seu volume útil. Com isso, há alteração da produtividade das hidrelétricas em função de alteração da queda líquida das usinas.

Além disso, algumas usinas como Itaipu e as usinas do São Francisco tiveram seus valores de vazão mínima ajustados em função da realidade operativa verificada e das limitações de modulação impostas para fornecimento de disponibilidade máxima de potência a qualquer instante. No caso das metas de geração, nem todos os valores obtidos a partir da referência da **Tabela 3 - 1** podem ser cadastrados, uma vez que o modelo não permite que usinas de cabeceira tenham metas de geração, devido à incerteza das aflúncias naturais e da impossibilidade de defluência de usina a montante. Dessa forma, justificam-se as diferenças dos valores de referência 23.000 MW médios e 32.000 MW médios, de geração associada à vazão mínima e de meta de geração mínima por patamar, respectivamente, para os apresentados na **Tabela 3 - 1** e modelados efetivamente no Newave.

Tabela 3 - 1: Síntese das restrições operativas das UHE consideradas no PDE 2031

Restrições	Conceito	Valores médios modelados ¹⁰ (MW médios)
Vazão Mínima	Adotou-se como referência a menor geração hidráulica horária do SIN, em condição estrutural, onde foram obtidas a geração individual de cada usina coincidente nesse instante	26.000
Meta de Geração Hidráulica Mínima	Para a definição da geração mínima média por patamar, adotou-se como referência a média da geração individual de cada usina nos instantes coincidentes com a geração agregada do SIN na duração do patamar de carga leve de outubro e novembro.	29.000

¹⁰ Apesar dos dados modelados indicarem os valores acima mostrados, a representação do Newave faz com que o total considerado pelo modelo seja próximo a 16.000 MW médios

para o caso com aumento das restrições, devido a percorrer a parábola construída por essa variável.

Cabe destacar que a abordagem aqui proposta não enseja nenhuma alteração em relação ao já conhecido processo do PDE ou em qualquer formulação matemática do modelo Newave, não conflitando ainda com quaisquer ações conduzidas no âmbito da CPAMP. Todas as mudanças sugeridas ocorrem apenas em dados de entrada para melhor

refletir restrições que se impõem na operação real do sistema. Além disso, é importante ressaltar que se trata de uma primeira abordagem, para a qual melhorias futuras, especialmente provenientes de um amplo processo de discussão, podem se mostrar necessárias.

Box 3 - 2: A consideração das Mudanças Climáticas para adaptação do planejamento

O Box 3.6 do PDE 2026 abordou, através de uma revisão da literatura, as relações entre as mudanças climáticas e a geração de eletricidade. Do ponto de vista das ações de mitigação de emissões de GEE, apesar da preocupação com os impactos de emissões da expansão para o atendimento aos requisitos de energia e potência do sistema, o setor elétrico brasileiro responde por uma parcela comparativamente baixa em relação às emissões totais do país. Pelo lado da adaptação do setor elétrico, as mudanças climáticas poderão ter impactos tanto nos hábitos de consumo de eletricidade, por exemplo com o aumento da demanda de energia para resfriamento das residências, como na disponibilidade de recursos naturais, como água, ventos e radiação solar, para a geração de eletricidade.

Diante desse cenário, são necessárias alterações metodológicas e de dados de entrada para a consideração das mudanças climáticas nos estudos de planejamento, de modo que as indicações do PDE promovam medidas de mitigação e adaptação que aumentem a resiliência do setor de geração frente às possíveis secas, aumentos de temperatura e eventos extremos em geral.

Em relação à representação da disponibilidade hídrica, apesar das atuais métricas adotadas para os critérios de suprimento focarem em percentis reduzidos, ou seja, refletirem os piores cenários observados, é importante que o planejamento avalie constantemente as melhores formas de representar os cenários futuros. Nesse contexto, destaca-se a avaliação sobre possíveis mudanças estruturais no regime hidrológico e na disponibilidade de vazões para a geração hidrelétrica. Tais mudanças incluem tanto as alterações em termos médios anuais das condições hidrológicas, como também eventuais mudanças de regime, como maior frequência e duração dos períodos secos e reduções do período úmido, associadas a eventos extremos de chuva. Dessa forma, assim como foi proposto, neste capítulo, para a consideração da inflexibilidade hidrelétrica de forma mais aderente à realidade operativa do sistema, é necessário o aprimoramento das metodologias de representação das séries futuras de vazões nos estudos de planejamento do setor elétrico frente aos efeitos das mudanças climáticas.

Diante da complexidade do tema, é importante que marcos temporais sejam estabelecidos e o desenvolvimento metodológico se dê de forma consistente entre eles.

Como ações de curto prazo, que podem trazer resultados imediatos, além da reavaliação bibliográfica e análise de experiências internacionais, que já foi abordado por diversos autores, a realização de estudos com geração de cenários hidrológicos a partir de históricos reduzidos, visando refletir melhor a condição climática recente (considerando as análises semelhantes realizadas pela CPAMP no ciclo 2017/2018) pode trazer sensibilidades numéricas sobre seus efeitos para a expansão. Nesse sentido, está previsto ainda para o PDE 2031 uma sensibilidade *what if* com esse propósito.

No médio prazo propõe-se a realização de estudos em parceria com outras instituições para utilização de cenários climáticos apresentados no AR6 do IPCC. Para tanto seriam selecionadas as projeções pluviométricas que melhor reflitam as especificidades das bacias hidrográficas brasileiras para, então, criar séries de vazões por meio de simulações chuva-vazão. Com base nesses resultados podem ser criados cenários futuros de vazões afluentes às hidrelétricas para avaliação da operação do sistema, o que pode trazer mais detalhes sobre as avaliações obtidas em curto prazo.

Por fim, para o longo prazo é fundamental a avaliação com fornecedores dos modelos utilizados nos estudos de planejamento do SIN sobre as eventuais alterações na consideração de incertezas e variáveis climáticas na projeção de cenários hidrológicos, de recursos naturais para outras renováveis e crescimento da carga.

Box 3 - 2: A consideração das Mudanças Climáticas para adaptação do planejamento

Além das ações citadas, é importante a análise e estudo localizado por região do Brasil, além da individualização por fonte de energia.

Espera-se, dessa forma, capturar as características futuras da demanda por energia e da oferta existente e indicativa do SIN, frente a mudanças climáticas globais, buscando identificar as vulnerabilidades do sistema elétrico brasileiro e criar estratégias para superá-las de modo eficiente.

3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2031

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente em maio de 2021, a expansão contratada em leilões regulados e a perspectiva de entrada pelo ACL com referência de agosto de 2021¹¹, assim como de atos legais que influenciem na expansão publicados até a mesma data. No início dos estudos, o SIN contava com capacidade instalada de cerca de 178 GW de oferta centralizada, com a participação das diversas fontes de geração. Os leilões realizados até agosto de 2021 e a perspectiva de entrada de empreendimentos viabilizados através do ACL, que possui forte expansão de fontes renováveis, resultam em acréscimo de aproximadamente 17 GW de capacidade instalada no horizonte decenal, conforme apresentado no Anexo 1.

Assim como nos últimos ciclos, o PDE 2031 mantém a atenção para a oferta termelétrica existente em final de contrato, além da necessidade de modernização do parque existente devido ao longo período em operação. Além disso, destaca-se o final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) ao longo do horizonte decenal. Além da retirada das usinas com término de 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 (Programa Mensal de

Operação Energética) de maio de 2021. Essa alteração em relação ao PDE 2030 torna mais aderente o cálculo dos requisitos com a possibilidade de contratação de UTE existentes, por exemplo, pelo Leilão de Reserva de Capacidade de Potência (como o realizado em dezembro de 2021), assim como mais aderente a realidade, vide as dificuldades de previsibilidade, estabilidade e suficiência da geração de usinas em 2021.

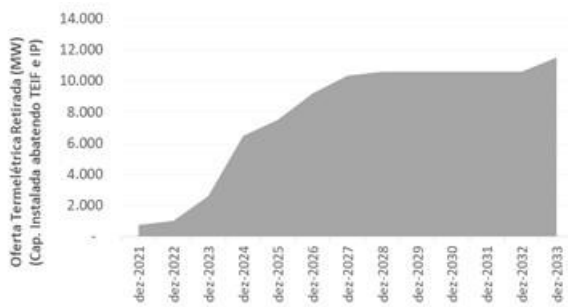
Com isso, estima-se que, em virtude da incerteza associada à disponibilidade futura desses empreendimentos¹², aproximadamente 16.000 MW da capacidade instalada atual não devem ser consideradas na configuração de base durante o período decenal. Em termos de potência disponível ao sistema, essa oferta representa cerca de 10.000 MW, como mostra o **Gráfico 3 - 2**. Neste contexto, caso a totalidade dessas usinas realmente não permaneça em operação, observa-se redução de 25 GW em 2021 para 13,6 GW em 2031¹³ de capacidade instalada termelétrica.

¹¹ Devido à data de referência, não são considerados os resultados dos seguintes leilões: Procedimento Simplificado de Contratação e Reserva de Capacidade de Potência.

¹² Sem o comprometimento com o sistema, as usinas sem contratos poderiam ter destinos variados, a depender da decisão de seus acionistas, tais como descomissionamento e operação Merchant.

¹³ Em relação à oferta de usinas térmicas, a participação dessa fonte aumentará entre 2022 e 2025, devido a contratação ocorrida no Procedimento Competitivo Simplificado em 2021. Entretanto, devido à data de início dos estudos para o PDE 2031, esse montante não foi considerado nas simulações deste ciclo.

Gráfico 3 - 2: Oferta termelétrica retirada do Caso Base do PDE 2031



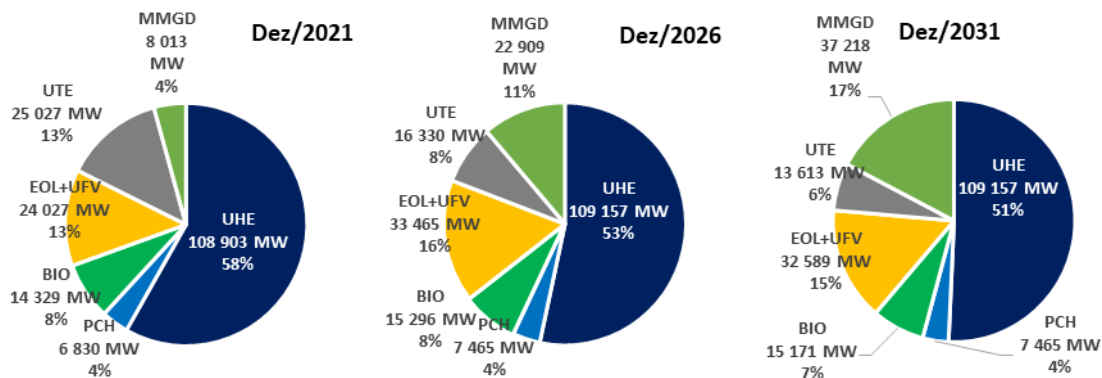
Fonte: Elaboração própria.

Com essas informações e considerando as premissas adotadas, os cenários de expansão indicativa do PDE 2031 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 eficiência. Nesse sentido, aproximadamente 8.200 MW de *retrofit* de termelétricas foram colocados à disposição do modelo. Essa representação se mostra aderente ao fato de que a capacidade instalada descontratada

poderá ser objeto de avaliação específica no planejamento dos leilões, na medida que constitui oportunidade, por exemplo, para modernização e troca de combustível desse conjunto de usinas.

O **Gráfico 3 - 3** ilustra a variação da composição da oferta existente e contratada ao longo dos anos de 2021, 2026 e 2031, sem considerar expansão indicativa. Nestes gráficos, são incluídos também a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), devido a sua crescente relevância. Essa configuração é chamada de Caso Base do PDE 2031 e será utilizada para quantificação dos requisitos do sistema. Observa-se que a participação absoluta hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada, com a contratação adicional somente da UHE Juruena, que não foi considerada no PDE 2030. Por outro lado, identifica-se crescimento relevante das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, acrescentam em torno de 9 GW na capacidade instalada já em implantação, de dezembro de 2021 até o final de 2031.

Gráfico 3 - 3: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN



Fonte: Elaboração própria.

Notas: (1) O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

(2) Cerca de 90% do total indicado no gráfico por biomassa é por composto por usinas desta fonte, mas também estão contabilizados pequenas centrais termelétricas que podem utilizar outros combustíveis.

(3) Este gráfico considera a retirada de empreendimentos eólico e movido a biomassa do PROINFA em final de contrato. Esses mesmos empreendimentos são considerados novamente no Cenário de Referência, de acordo com o disposto na Lei 14.182.

(4) A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula.

(5) Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

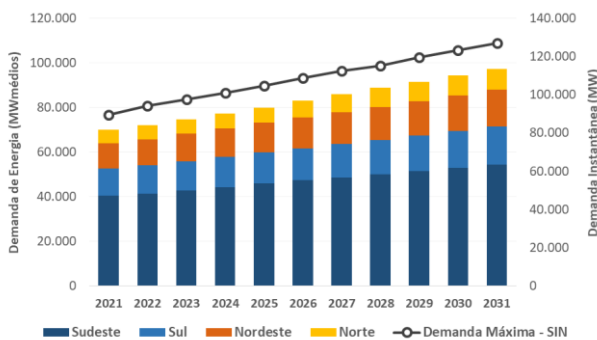
A partir dessa configuração, é realizada a avaliação das condições de atendimento do SIN. A necessidade de expansão do sistema de geração é

decorrente do incremento das projeções de demanda, de energia e potência, para todas as regiões do SIN, a partir das hipóteses 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 CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima instantânea do sistema.

O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD), no horizonte decenal, é de cerca de 2.750 MW médios – CAGR de 3,4%. O **Gráfico 3 - 4** apresenta a projeção de carga do SIN (energia média mensal e demanda máxima instantânea) para o Cenário de Referência, sem abater a parcela de MMGD. A demanda máxima apresenta taxa de crescimento de 3,4% ao longo do horizonte decenal. Maiores detalhes sobre a projeção da demanda e a recuperação econômica após o período mais crítico da pandemia de COVID-19 são apresentados no Capítulo 2.

Gráfico 3 - 4: Projeções de Demanda do Mercado de Referência

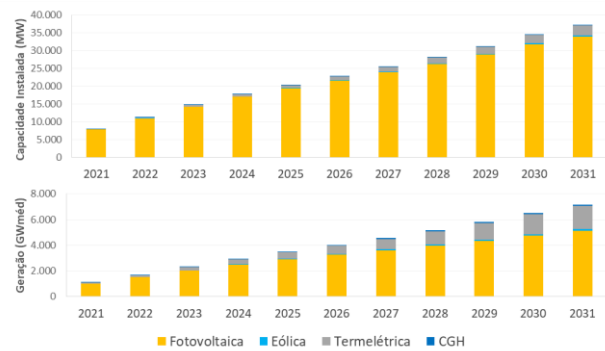


Fonte: Elaboração própria.

Em relação a MMGD, o PDE 2031 utilizou como premissa o disposto no Marco Legal da Geração Distribuída, de acordo com o Projeto de Lei 5.829/19¹⁴. De forma resumida, o marco legal proporciona maiores incentivos em relação ao

projetado no PDE 2030, que previa a retirada apenas da parcela FIO B (distribuição) do mecanismo de compensação, além do uso da transmissão, encargos, perdas e energia, continuam sendo compensados pelos micro e minigeradores (locais e remotos). Detalhamento sobre as premissas adotadas para MMGD é apresentado no Capítulo 9.

Gráfico 3 - 5: Expansão em capacidade e em energia da MMGD



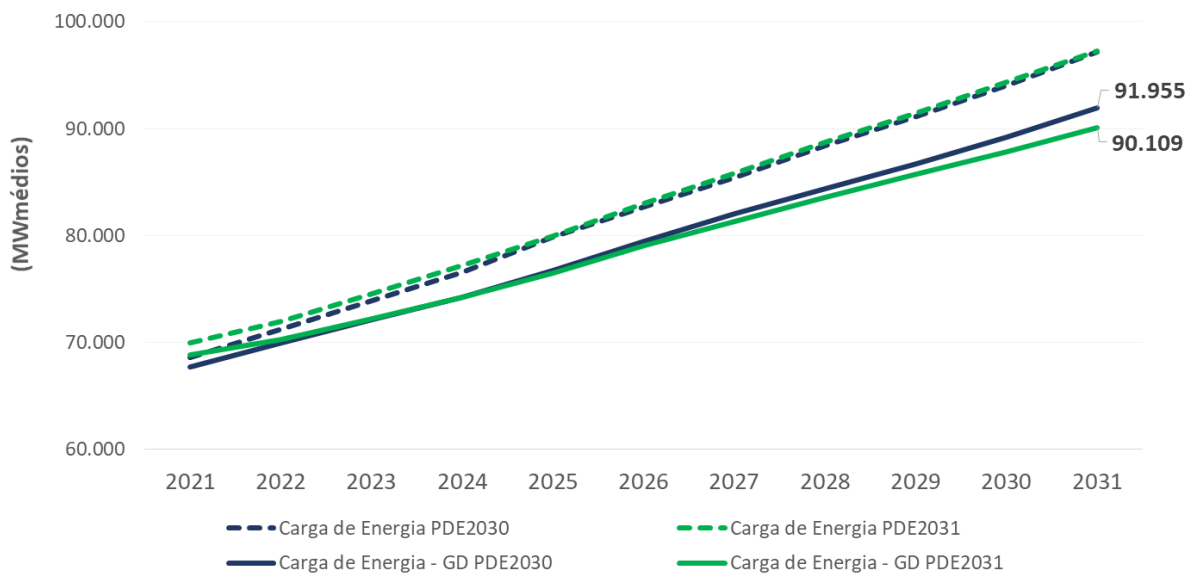
Fonte: Elaboração própria.

O cenário de projeção de MMGD considera penetração de aproximadamente 37 GW de potência instalada (e 7.100 MW médios) ao final do horizonte decenal. Como pode ser observado no **Gráfico 3 - 5**, a tecnologia solar fotovoltaica mantém-se com a principal fonte nesse segmento, respondendo por cerca de 93% de toda essa expansão. Em comparação com o PDE 2030, há aumento de cerca de 20 GW de expansão de MMGD em 2031, acarretando, desta forma, em diminuição na carga a ser atendida pela geração centralizada de energia.

O impacto da projeção de MMGD sobre a demanda a ser atendida pela geração centralizada pode ser visualizado no **Gráfico 3 - 6**. Comparando com o PDE 2030, apesar da projeção de demanda se manter estável entre os dois planos, identifica-se a redução de 1.800 MW médios, em 2031, no montante a ser atendido pela oferta centralizada.

¹⁴ Após a finalização do PDE 2031 foi aprovada a Lei 14.300, em janeiro de 2022.

Gráfico 3 - 6: Carga de energia e GD: PDE 2031 e PDE2030



Nota: Carga de Energia – GD refere-se a carga a ser atendida pela geração centralizada

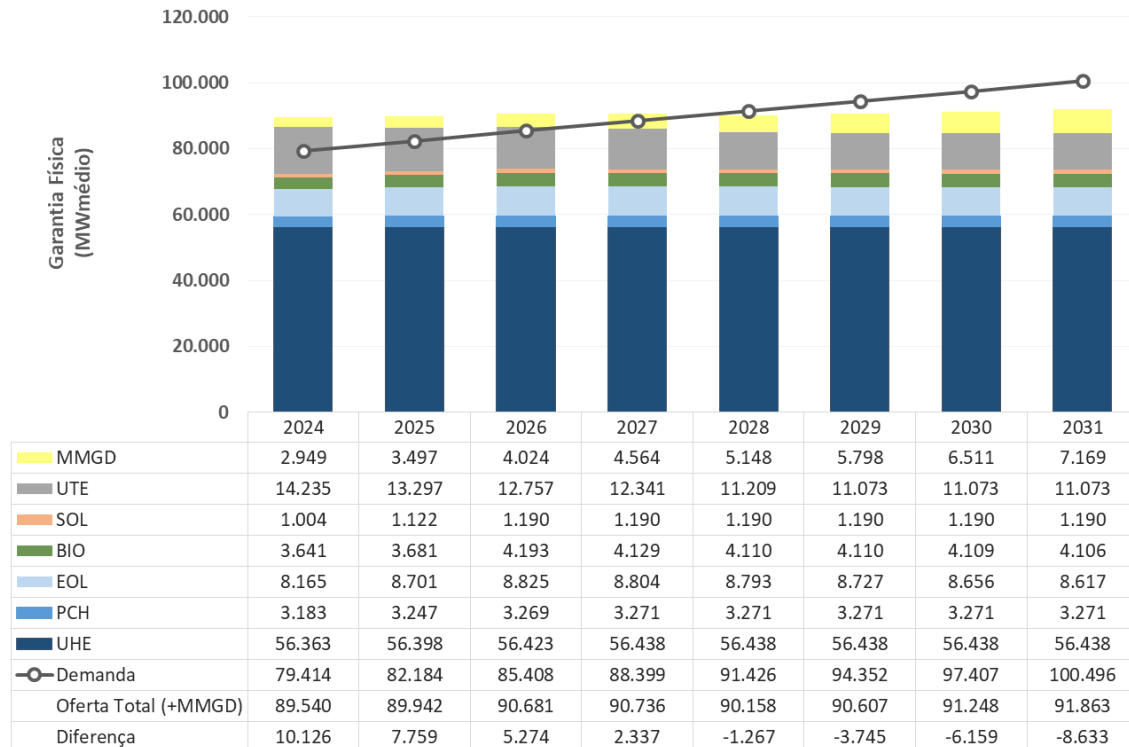
Fonte: Elaboração própria.

Sob a ótica contratual, o que sinaliza a necessidade de expansão dos ACR e ACL é o balanço de garantia física – GF desses mercados (GF outorgada versus projeção de demanda). Por outro lado, o dimensionamento dos leilões de energia de reserva era feito através do balanço entre a GF simulada e a projeção de demanda do SIN. Entretanto, com as publicações da Resolução CNPE nº 29 (2019), e da Portaria MME nº 59 (2020), o equilíbrio do sistema passou a ser medido pelos critérios de suprimento vigentes.

Dessa forma, como pode ser observado no **Gráfico 3 - 7**, o sistema possui sobras de garantia física de energia até o ano de 2027, o que indicaria necessidade de expansão somente em 2028. Vale destacar que, nesta análise, a projeção de MMGD foi

considerada, pois ela reduzirá a necessidade de expansão centralizada. Cabe ressaltar também que as garantias físicas não levam em consideração a nova representação das restrições operativas incorporadas neste PDE. Entretanto, tendo em vista a importância das usinas hidrelétricas para a segurança sistêmica, inclusive sob a ótica contratual, como o **Gráfico 3 – 7** explicita, a discussão sobre a incorporação dos avanços propostos neste PDE em outros estudos, dentre eles o cálculo de GF, se faz necessária. É importante ressaltar, porém, que o desafio para isso não é simples e necessita de uma ampla discussão sobre as maneiras de representar e os impactos resultantes, o que pode exigir um relevante tempo de maturação entre o início destas discussões e a aplicação de fato.

Gráfico 3 - 7: Balanço de Garantia Física do SIN sob a ótica contratual



Nota: Para MMGD foi considerada a expectativa de produção anual associada à expansão projetada.
 Fonte: Elaboração própria.

3.2.1 IMPACTO DAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS NO CASO BASE DO PDE 2031

A expectativa do sistema elétrico brasileiro manter, no horizonte decenal, a oferta de geração predominantemente renovável na matriz traz desafios para o planejamento, como o PDE vem apresentando ao longo dos anos. A fonte hidrelétrica, que ainda será predominante no SIN, precisará de maior gestão e previsibilidade para sua operação, de modo que possa ser utilizada para acomodar as variações de carga e o aumento da participação de fontes renováveis variáveis, se esta for a estratégia operativa do sistema.

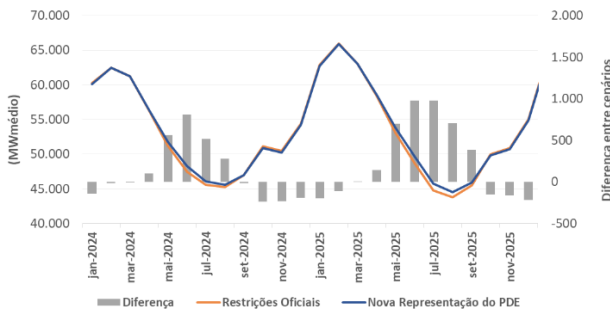
A nova proposta de representação das restrições operativas à essas usinas, descrita na seção 3.1, é importante passo e foi considerada nas simulações apresentadas neste relatório. É importante destacar que as restrições incorporadas neste Plano foram resultantes de longo processo de interação com o ONS, apresentadas pela EPE ao CMSE de julho de 2021, para discussão com demais instituições participantes do Comitê, e que já

puderam ser incorporadas no PDE devido ao seu caráter indicativo, com menos limitações legais para a incorporação de melhorias como essa. Para demonstrar os benefícios da abordagem proposta, serão comparados alguns resultados de simulação do Caso Base com restrições originais (ou seja, utilizando os dados oficiais do Newave conforme PMO de setembro de 2021) e o mesmo Caso Base, porém com as restrições operativas conforme proposto neste PDE (ou seja, utilizando dados mais restritivos de vazão mínima e meta de geração mensal, conforme observado no biênio 2020/2021). Inicialmente, cabe destacar que as simulações do PDE 2031 tem início em maio de 2021, e consideram como ponto de partida o armazenamento dos reservatórios verificados nesta data.

Com foco na operação hidrelétrica, será analisado o comportamento da geração hidráulica total e dos níveis de armazenamento do SIN. É possível observar o impacto da alteração das

variáveis de entrada na operação resultante das usinas. O **Gráfico 3 - 8** apresenta que, no caso com alteração nas restrições operativas há aumento da geração hidrelétrica do SIN nos meses de menor demanda. Em julho de 2025, por exemplo, essa diferença chega a 1.000 MW médios na média dos 2.000 cenários hidrológicos simulados.

Gráfico 3 - 8: Geração Hidrelétrica no SIN com e sem alterações nas restrições operativas



Fonte: Elaboração própria.

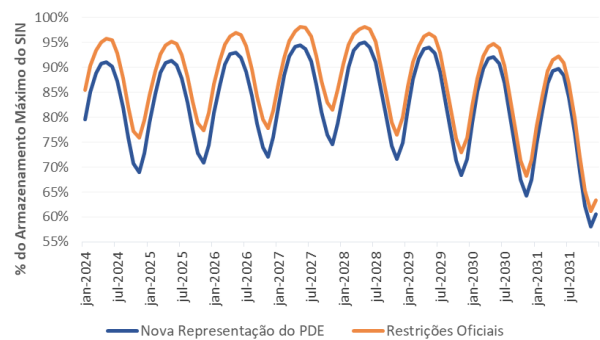
Como consequência da maior produção compulsória em meses de menor demanda, a menor gestão sobre o recurso hídrico torna o armazenamento reduzido em todos os meses do ano, como apresenta o **Gráfico 3 - 9**, mostrando a dificuldade das usinas hidrelétricas em encher os reservatórios quando explicitadas essas restrições.

Já o **Gráfico 3 - 10** apresenta a distribuição do armazenamento do SIN para os 2.000 cenários hidrológicos simulados para (a) maio de 2025 e (b) novembro de 2025, destacando, respectivamente, o final do período seco e o final do período úmido. É importante analisar a diferença de comportamento do armazenamento do SIN para diferentes meses do ano, principalmente nos momentos onde os

reservatórios tendem a apresentar os maiores (final do período úmido) e menores (final do período seco) níveis de armazenamento. Fica evidente que a nova representação das restrições operativas nas simulações reduz em parte o otimismo resultante das simulações.

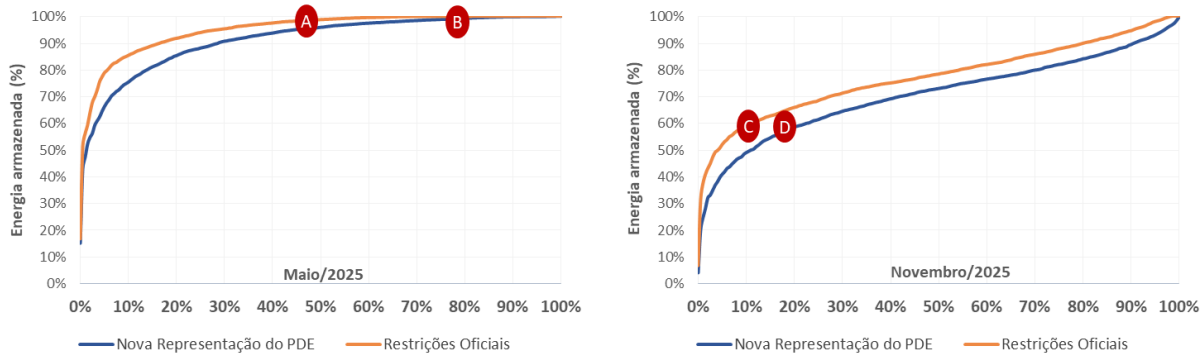
Enquanto que, com os dados oficiais, o modelo apresenta cerca de 50% de probabilidade de terminar o período úmido totalmente cheio (ponto A), esse valor reduz para, aproximadamente, 20% com as restrições propostas no PDE 2031 (ponto B). Já para o final do período seco, além de apresentar níveis mais baixos em todos os cenários, a probabilidade de armazenamentos inferiores a 60% aumenta de 10% de chance (restrições oficiais) para 24% (com a nova representação), nos pontos C e D, respectivamente. É importante ressaltar, entretanto, que apesar dos resultados obtidos estarem em linha com o objetivo de trazer mais realismo às simulações, avanços contínuos se fazem necessários tanto para aperfeiçoar a representação proposta como em outras frentes de trabalho, principalmente aquelas discutidas no âmbito da CPAMP.

Gráfico 3 - 9: Armazenamento médio do SIN com e sem alterações nas restrições operativas



Fonte: Elaboração própria.

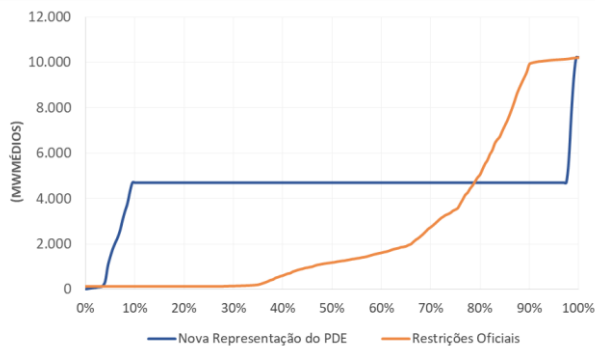
Gráfico 3 - 10: Distribuição do armazenamento do SIN com e sem alterações nas restrições operativas



Fonte: Elaboração própria.

Aprofundando o entendimento do impacto dessas alterações, as restrições mais aderentes aos dados verificados nos períodos mais recentes também alteram a geração entre os patamares de carga. Por exemplo, na região Nordeste, situações nas quais o modelo matemático zerava a geração hidráulica no patamar de carga leve em pouco mais de 30% dos cenários (**Gráfico 3 - 11**) não são mais observadas.

Gráfico 3 - 11: Geração Hidrelétrica com e sem alterações nas restrições operativas – Carga Leve – Nordeste – Novembro/25



Fonte: Elaboração própria.

As alterações nas restrições hidráulicas refletem diretamente na disponibilidade máxima de potência das usinas hidrelétricas. A análise do conjunto das usinas do SIN reflete esse impacto. Como as simulações têm início em maio de 2021, o Gráfico 3-12, apresenta as distribuições de probabilidade para outubro e novembro de 2021, com o propósito de serem comparáveis ao que foi

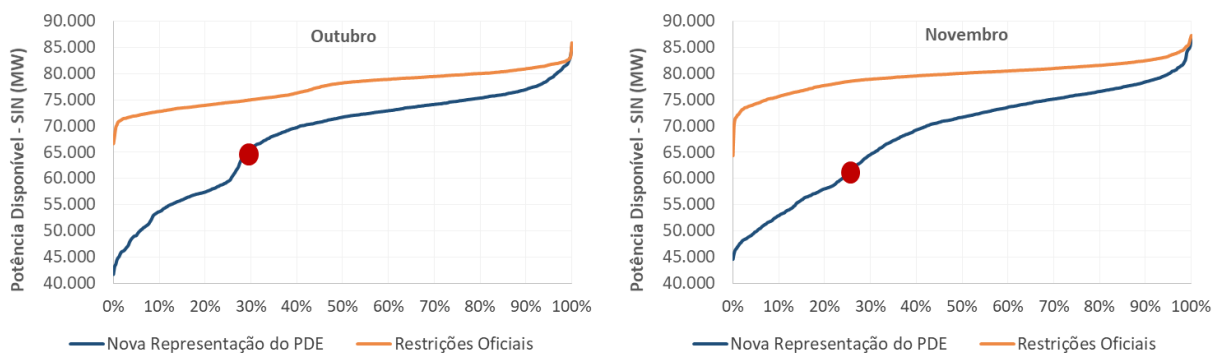
verificado na operação de 2020 (ponto sinalizado em vermelho). Percebe-se que o caso com aumento das restrições hidráulicas possui maior variação entre as 2.000 séries simuladas, onde possíveis cenários críticos ficam mais evidentes. Em outras palavras, a nova abordagem proposta neste PDE permite que o risco futuro seja percebido com antecedência, trazendo maior previsibilidade sobre a incerteza que existe para essa grandeza. Analisando, por exemplo, o mês de outubro de 2021, percebe-se que cenários extremos, indicado pelos menores valores de potência disponível, passam a compor a amostra vista pelo planejamento, com valores até 50% inferiores ao menor valor encontrado no caso sem alteração de restrições hídricas. Além disso, em 32% das séries – indicado no gráfico pelo ponto vermelho – o caso com a nova representação das restrições possui disponibilidades máximas de potência inferiores ao menor valor encontrado com as restrições oficiais, reforçando a alteração do comportamento das usinas hidrelétricas com essa nova abordagem.

O **Gráfico 3 - 12** ainda permite comparar as duas simulações com os dados verificados de disponibilidade hidráulica de 2020. Em maio de 2021, ou seja, quando o período úmido daquele ano já havia acabado, os níveis dos reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste estavam em cerca de 32%, o pior nível para esta época do ano desde 2001. Em outubro de 2020, a maior disponibilidade de potência vista nas UHE do SIN foi de 66.000 MW. Na simulação com a nova representação das restrições

operativas, em cerca de 30% das séries simuladas foram identificados valores inferiores a este, enquanto que no caso com a manutenção das restrições oficiais, apenas no pior cenário sintético (ou seja, 1 em 2.000 séries) o valor verificado em 2020 poderia ocorrer. Ou seja, a inclusão das novas restrições operativas explicita que haveria

probabilidade de 30% de ocorrerem cenários iguais ou piores aos vistos no ano anterior, dado a condição de partida dos estudos, e 70% de cenários melhores que aquela situação. Essa comparação, entre as simulações e o verificado no ano anterior, demonstra a previsibilidade que a nova representação pode trazer.

Gráfico 3 - 12: Disponibilidade Máxima de Potência – Usinas Hidrelétricas – SIN – Outubro/2021(a) e Novembro/2021 (b)



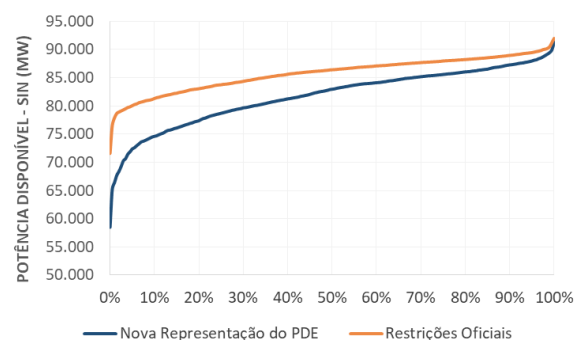
Fonte: Elaboração própria.

O mesmo resultado ocorre na simulação de novembro 2021. O caso simulado com a nova representação das restrições apresenta 25% das séries com potências disponíveis menores que o verificado no mesmo mês do ano anterior (de cerca de 62.000 MW). Por outro lado, sem alteração das restrições propostas esse cenário não ocorre. Este resultado mostra a robustez da nova proposta de modelagem das restrições com o intuito de trazer aprimoramentos, aproximando a representação nos modelos da situação que tem sido observada.

Observando esta mesma variável, mas avançando no período de análise, o **Gráfico 3 - 13** apresenta o resultado para novembro de 2026. O comportamento entre as duas curvas é o mesmo observado para o resultado de 2021, demonstrando que a curva com a nova representação de restrições se mantém sempre abaixo da simulação com as restrições oficiais. Percebe-se, nesse caso, uma maior aproximação entre os menores valores das distribuições, efeito da tendência de melhoria das condições operativas em relação ao cenário de 2021. Além disso, valores próximos ao da potência

disponível verificada em 2020 continuam aparecendo na amostra obtida com a nova modelagem, mesmo que com menor probabilidade do que apresentado no **Gráfico 3 - 12**. Isso reforça que a abordagem proposta no PDE 2031 para as restrições operativas traz mais realismo aos resultados projetados.

Gráfico 3 - 13: Disponibilidade Máxima de Potência – Usinas Hidrelétricas – SIN – Novembro/2026



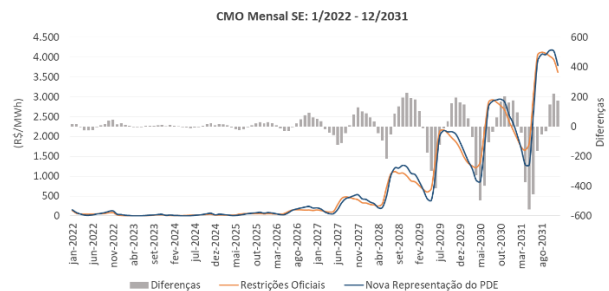
Fonte: Elaboração própria.

Outro aspecto importante a se avaliar é o impacto dessas restrições nas estimativas para os custos marginais da operação - CMO. Esta é uma importante variável que auxilia nas análises e cenários indicativos explorados pelo planejamento da expansão, bem como para a sua aderência com a perspectiva futura e realidade operativa do parque gerador. Nesse sentido, o **Gráfico 3 – 14** traz os resultados de CMO para o subsistema SE/CO para as duas simulações. Cabe destacar que os demais subsistemas do SIN apresentam comportamento semelhante ao SE/CO e por isso não serão apresentados. Nota-se que os CMO do Caso Base com a nova proposta de representação das restrições sinalizam valores mais baixos para os meses março a julho, tipicamente caracterizados como de final do período úmido, quando comparados com os valores simulados para o Caso Base com restrições oficiais. Por outro lado, os meses de setembro a novembro, tipicamente no final do período seco, tendem a indicar valores levemente superiores de CMO no Caso Base com as novas restrições do que no Caso Base com as restrições oficiais. Isso reforça a característica sazonal da oferta hidrelétrica do SIN, principalmente quando as restrições operativas associadas às parcelas de geração hidráulica, vazão e volume mínimo são atuantes nas séries hidrológicas emuladas e apontam para condições mais críticas do ponto de atendimento dos critérios de suprimentos de energia e potência para esses meses do horizonte temporal em análise.

Outro ponto importante de se destacar é que, diferentemente do impacto identificado nas outras

variáveis, a nova representação das restrições operativas não alterou o CMO médio da mesma forma. Ou seja, analisando apenas sob a ótica do custo marginal de operação, o sinal para a expansão não iria refletir o maior gasto energético (visto por exemplo nos níveis de armazenamento e na disponibilidade de potência) e não sinalizariam a necessidade de recompor a oferta. Dessa forma, o PDE 2031 não utilizará apenas o CMO médio como variável de acoplamento entre os modelos de operação e expansão, que compunha o critério econômico de suprimento (ao estabelecer a igualdade entre o CMO e o CME¹⁵) aplicado aos estudos de planejamento da expansão, anterior a publicação da Resolução CNPE nº 29 (2019) e da Portaria MME nº 59 (2020). Como será apresentado juntamente à “Rodada Livre” (seção 3.5) o PDE passará a considerar também, e principalmente, a aderência entre as variáveis de operação dos modelos MDI e Newave.

Gráfico 3 - 14: CMO do SE/CO - Média de 2000 cenários de vazões afluentes



Fonte: Elaboração própria.

¹⁵ Com a introdução do modelo MDI no processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, a indicação de decisão de investimento é obtida pela sinalização econômica resultante da minimização dos custos totais de investimento e operação. No entanto, como o cálculo de GF como não utiliza do MDI, mas apenas o modelo de otimização da

operação – Newave, o critério CMO=CME foi mantido, visando garantir a coerência com o estudo de planejamento da expansão – PDE. No relatório final dos novos critérios de suprimento, publicado em dezembro de 2020, é apresentado o detalhamento das análises que resultaram na revisão dos critérios.

Box 3 - 3: Primeiro Leilão de Reserva de Capacidade: da concepção no PDE ao certame realizado em 2021

Em dezembro de 2021 ocorreu o primeiro Leilão de Reserva de Capacidade (LRC/2021) do SIN¹⁶. A realização deste certame representa mais do que a contratação de capacidade adicional: trata-se do primeiro leilão para o SIN onde o produto comercializado não se refere a energia média produzida, mas sim a disponibilidade de potência para o sistema, que fará uso do recurso apenas quando for necessário. Este primeiro certame contratou aproximadamente 4,5 GW de disponibilidade de potência, com compromisso de entrega a partir de 2026.

A mudança do serviço a ser prestado pôde ser percebida já durante o certame, onde a métrica utilizada para competição não era o tradicional “R\$/MWh”, utilizada quando se deseja contratar a energia ao menor preço. No LRC/2021 a competição se deu em “R\$/MW.ano”, buscando refletir a disponibilidade de potência dos competidores, ponderada também por uma pequena parcela variável¹⁷. Essa nova métrica de comparação entre empreendimentos evidencia que, para este produto, o mais eficiente para o sistema é pagar o menor custo fixo, visto que o despacho esperado por essas plantas ocorrerá em momentos específicos para o atendimento aos picos de carga e/ou situações de escassez dos recursos renováveis. A contratação de tecnologias com essa perspectiva de operação aumenta a segurança do sistema e permite a maior inserção das fontes renováveis variáveis, agregando maior flexibilidade operativa.

A concretização deste leilão em 2021 é fruto de um longo processo de planejamento, no qual as indicações do Plano Decenal possuem importante contribuição. Em 2010, quando a EPE apresentou os estudos para o PDE 2019, foi iniciado um extenso processo de discussão, evolução metodológica e formatação do produto a ser comercializado. Naquele momento, os estudos apontavam que, além da tradicional restrição em energia (que leva a comercialização em termos do montante produzido em escala anual) o SIN passaria a ser também restrito em potência (ou seja, disponibilidade instantânea quando o sistema requisitar). A partir dali os estudos evoluíram até que o PDE 2026 apresentou pela primeira vez o montante de expansão específico para esse serviço. Naquele Plano constavam diversos avanços necessários para que essa indicação fosse concretizada. Dentre estes avanços foi reforçada a necessidade de revisão dos critérios de suprimento, sem os quais não seria possível que a sociedade contestasse se a oferta indicada era mesmo adequada.

Em dezembro de 2019 a aprovação dos novos critérios de suprimento, com a dimensão “potência” explícita, permitiu que o PDE 2030 apresentasse o cálculo dos requisitos de energia e potência, deixando clara a distinção das características entre eles, mas também o acoplamento que existe na contribuição entre a oferta do sistema.

Ou seja, o primeiro LRC, que representa uma importante mudança na forma como o setor elétrico brasileiro expande sua oferta de geração, não foi um ato isolado, mas sim fruto de um longo processo de construção, apontado pelo planejamento da expansão mais de dez anos antes de sua realização. Esse processo, conduzido diretamente pelo MME, incluiu muita discussão com diversas instituições do setor energético, bem como com toda a sociedade (por meio de 2 consultas públicas) e incorporou muitos avanços trazidos por todos.

Entretanto, é importante destacar que ainda há muito a evoluir para que o SIN possua um mercado de capacidade eficiente. Enquanto a solução estrutural de contratação da adequabilidade do sistema, a separação lastro e energia, não é viabilizada dentre o conjunto de alterações legais em debate no Congresso Nacional para modernização do setor, é fundamental a resolução de questões técnicas e regulatórias que hoje fizeram com que o primeiro LRC fosse restrito às usinas termelétricas. É importante que se avance para uma competição tecnologicamente neutra. Por exemplo, a ampliação/modernização das UHE existentes e a resposta pela demanda são alternativas tecnicamente viáveis e, como demonstrado desde o PDE 2029, podem ser economicamente atrativas. Além disso, as fontes renováveis, inclusive se combinadas com sistemas de armazenamento, também podem prestar o serviço de potência, como o PDE também evidencia.

Muitos dos avanços necessários já vêm sendo discutidos no âmbito da modernização do SIN. Entretanto, alguns deles podem ser incorporados já nos próximos certames, com ajustes que independem da alteração de todo o marco regulatório atual. Para isso, é fundamental o envolvimento dos agentes para o destravamento e busca das melhores soluções para romper as barreiras existentes hoje.

¹⁶ Os resultados do primeiro LRC não foram incorporados nos estudos do PDE 2031. A data de referência e início das simulações deste ciclo decenal foi setembro de 2021.

¹⁷ Mais informações no documento EPE-DEE-IT-111/2021-r0, disponível no sítio eletrônico da EPE.

3.3 Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal

Os últimos ciclos do PDE vêm indicando de forma explícita a necessidade de expansão para atendimento aos requisitos de energia e potência. Destaca-se que no PDE 2019 (2010) foi feita a primeira discussão pública da necessidade futura de potência, e que o PDE 2026 (2017) foi o primeiro plano com expansão explícita para garantia de capacidade de potência. Essa indicação vinha acompanhada da necessidade de revisão dos critérios de suprimento, que até 2019 só consideravam a restrição de energia. Visando garantir a adequabilidade do suprimento de energia e de potência, o MME instituiu, através de um subgrupo do GT Modernização do Setor Elétrico, o estudo de novos critérios de suprimento a serem aplicados no planejamento da expansão e da operação do SIN. As atividades desse grupo de trabalho culminaram na publicação da Resolução CNPE nº 29, de 2019, que estabeleceu as métricas para os novos critérios, além da Portaria MME nº 59, de 2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas. Com esse novo regramento, o SIN passa a contar com critérios explícitos para o suprimento de potência além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema.

A partir do estabelecimento destes novos critérios, o PDE 2030 apresentou proposta metodológica para quantificar o montante de oferta adicional que o sistema requer para que as condições operativas futuras estejam conforme os limites estabelecidos, assegurando o atendimento em todas as suas dimensões. Esse montante de oferta necessário foi denominado de Requisitos do Sistema.

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

- CVaR¹⁸ 1% da Energia Não Suprida (ENS) \leq 5% da Demanda

Risco e sua profundidade 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% CMO \leq 800[R\$/MWh]

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

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

Risco e sua profundidade 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.

- LOLP¹⁹ \leq 5%

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

A primeira etapa da avaliação do atendimento aos critérios de suprimento é a verificação da violação dos critérios de energia. O **Gráfico 3 - 15** apresenta o 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 de 2026, com tendência de crescimento ao longo dos anos e picos nos meses de setembro a março. Já o gráfico (b)

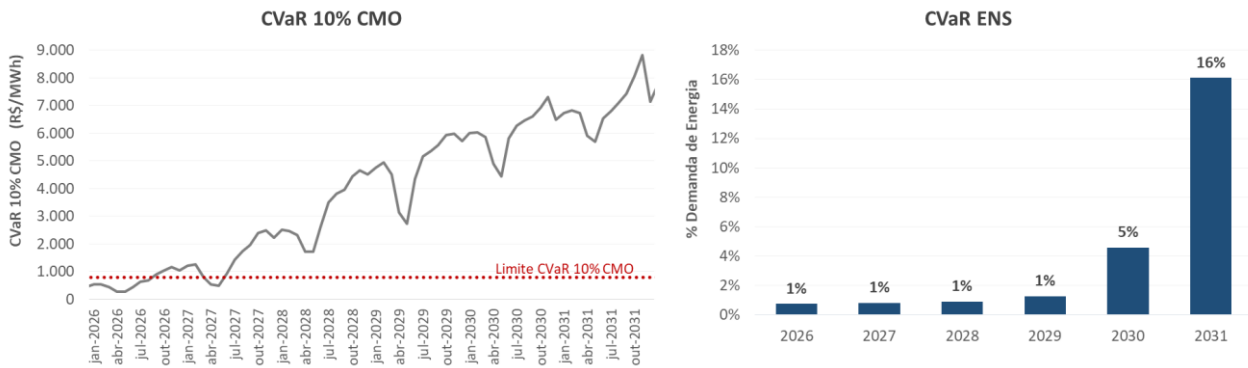
¹⁸ CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança)

¹⁹ LOLP = Loss of Load Probability (risco de insuficiência de capacidade)

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 2031.

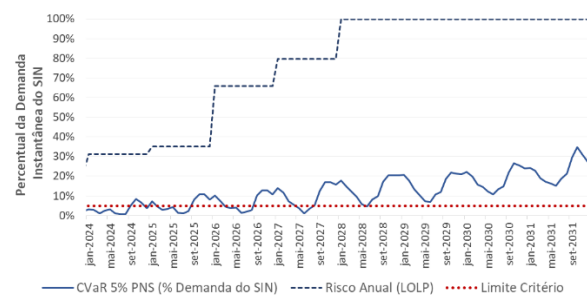
Gráfico 3 - 15: Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: (a) CVaR 10% CMO; (b) CVaR ENS



Fonte: Elaboração própria.

Já o **Gráfico 3 - 16** apresenta a avaliação do atendimento aos dois critérios relacionados ao suprimento de potência²⁰. Observa-se que ocorre violação dos critérios de potência a partir de 2024, onde também há característica crescente da violação ao longo dos anos. Destaca-se que os resultados apresentados consideram a saída das térmicas apresentadas no Anexo A, que posteriormente são consideradas como candidatas à *retrofit*. Este resultado também não considera os resultados do Procedimento Competitivo Simplificado, realizado em 2021, que contratou 1.100 MW de oferta que estará disponível para o SIN entre 2022 e 2025, e nem do primeiro Leilão de Reserva de Capacidade, que contratou cerca de 4.600 MW para início de operação em 2026. Estes dois certames foram realizados após a data de referência para inícios das simulações deste Plano.

Gráfico 3 - 16: Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência: CVaR 5% PNS [% da Demanda Instantânea] e LOLP



Fonte: Elaboração própria.

Para quantificar o requisito de energia a partir dos cenários que violam o critério do CVaR 10% de CMO, as variáveis identificadas que impactam no CMO estabelecido pelo modelo Newave são: o despacho das termelétricas com CVU superior ao limite, o déficit de energia e as violações às restrições operativas. O somatório desses montantes nos 10% piores cenários de CMO, avaliados em base mensal, indicam a quantidade de energia a ser inserida no sistema para que o atendimento a esse critério seja reestabelecido. Cabe destacar que as violações às

²⁰ Avaliação de atendimento à potência é acoplada com o resultado da simulação energética para 2.000 cenários hidrológicos simulados com o modelo Newave.

restrições operativas também devem ser consideradas, pois representam situações em que o sistema não dispõe de oferta suficiente para garantir todos os serviços que dependam do uso da água²¹. Para o modelo matemático utilizado, essas restrições impactam no valor da água e, conseqüentemente, no custo marginal de operação, contribuindo assim para a violação do critério de CVaR CMO.

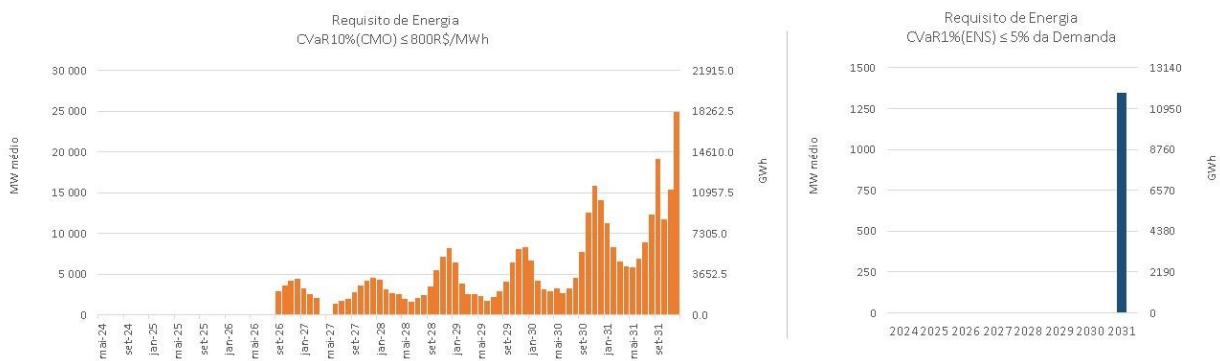
Já para o CVaR de ENS e PNS, como ambos estão diretamente relacionados ao montante de energia e potência não fornecidos, a oferta a ser adicionada é exatamente a diferença entre o valor obtido para cada variável e o limite estabelecido pelo critério de suprimento.

Quanto à métrica LOLP, onde somente são aceitos déficits de potência com probabilidade inferior ou igual a 5%, a variável que impacta também é o próprio corte de carga. Dessa forma, caso seja adicionado ao sistema oferta equivalente à profundidade do déficit que resulta neste 5% pior cenário, ou seja, o VaR 5%, o risco de ocorrência de

cortes será reduzido ao limite do critério. Assim, esse será o montante mínimo necessário para que o sistema esteja adequadamente ofertado.

A partir desse método de quantificação descrito, o **Gráfico 3 - 17** apresenta o requisito calculado conforme a discretização temporal das duas métricas de avaliação do atendimento ao critério de energia, em MW médios por mês. Observa-se a marcante sazonalidade presente na avaliação do requisito pelo CVaR 10% do CMO, onde os maiores montantes ocorrem no segundo semestre (que engloba o período seco), a partir de 2026. Esse requisito apresenta valores crescentes ao longo dos anos. Até 2031, o único critério de energia violado, e que, portanto, possui requisito associado é o CVaR 10% CMO, e o cálculo do requisito pelo CVaR 1% ENS ocorre apenas em 2031. Ademais, pode-se comparar que os resultados não são semelhantes à métrica de balanço de garantia física, descrita no item 3.2.

Gráfico 3 - 17: Requisito de energia calculado para métricas CVaR10%(CMO) ≤ 800[R\$/MWh] e CVaR1%(ENS) ≤ 5 [% da Demanda]

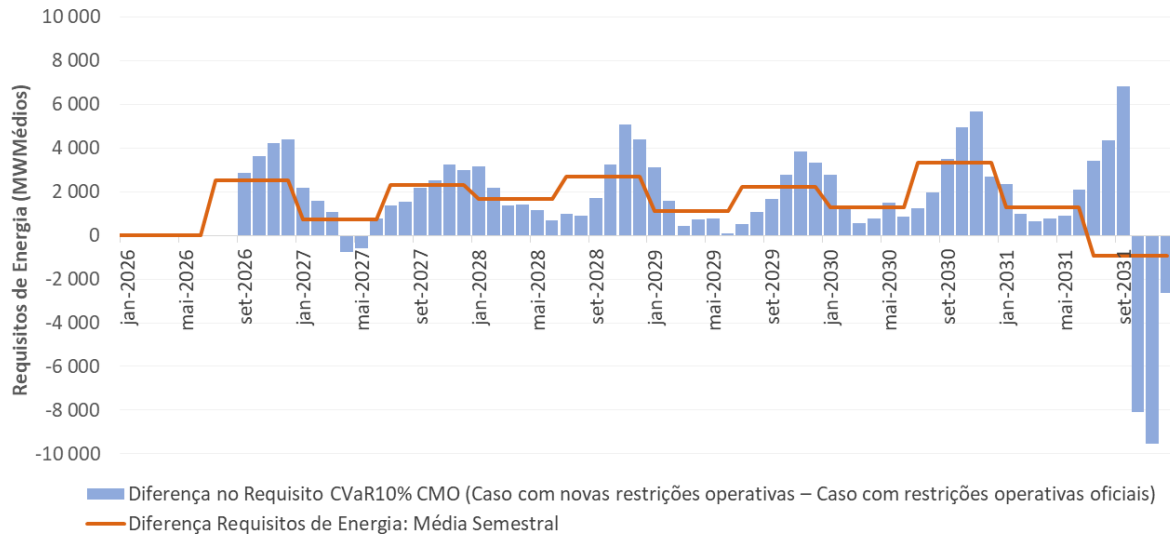


Fonte: Elaboração própria.

²¹ A identificação dos momentos nos quais o sistema elétrico não é capaz de atender a todas as restrições operativas é uma importante etapa para subsidiar ações coordenadas entre setores. Em posse dos momentos e montantes de não atendimento às restrições, os estudos de planejamento do SIN

podem avaliar o custo de ações mitigatórias, do ponto de vista do setor elétrico, e discutir com outros setores medidas mais amplas para a solução, que tragam maior bem-estar social ao menor custo para a sociedade.

Gráfico 3 - 18: Diferença entre o requisito de energia calculado com e sem alteração das restrições operativas oficiais



Fonte: Elaboração própria.

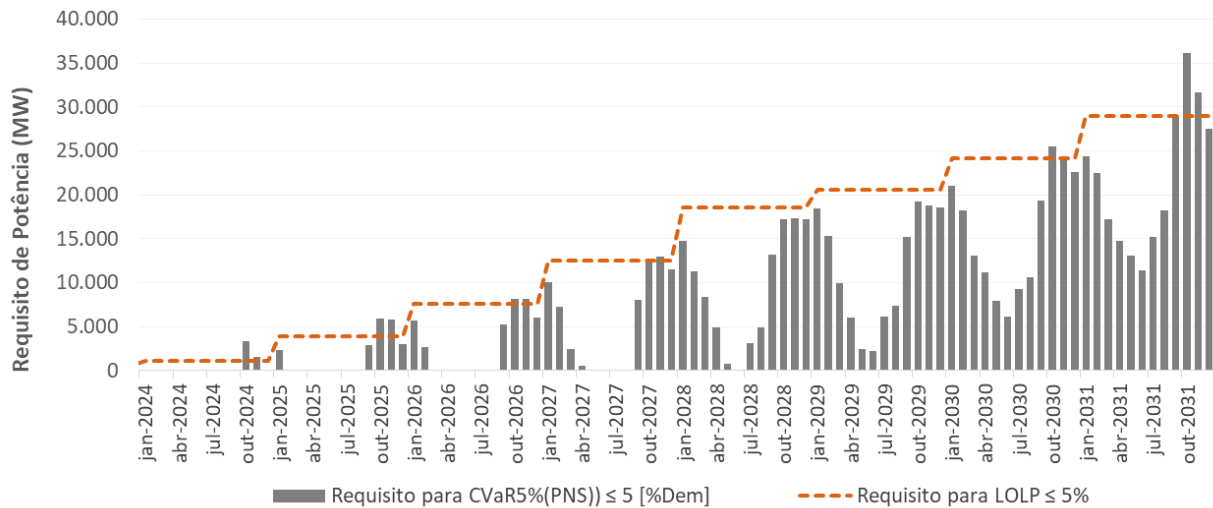
Para mensurar o impacto das restrições operativas no cálculo dos requisitos de energia do SIN, o **Gráfico 3 - 18** compara o requisito calculado pelo Caso Base do PDE 2031, que considera as restrições hidráulicas modeladas neste ciclo, e a mesma configuração da oferta, porém com as restrições oficiais. O primeiro destaque a ser dado é que com a incorporação das novas restrições operativas ocorre a antecipação do requisito para 2026, enquanto que o caso com restrições originais só possui requisitos de energia a partir de janeiro de 2027. Além disso, há aumento da necessidade de oferta em todo horizonte decenal. O aumento da necessidade de energia no sistema ocorre, principalmente, no final do período seco, quando o maior gasto energético durante o ano aumenta a probabilidade de ocorrência de níveis de armazenamento baixos, percebida pelo modelo de simulação.

Quanto ao requisito de potência, o **Gráfico 3 - 19** mostra que no início do horizonte os montantes

se concentram entre os meses de setembro a março, quando a perda de potência nos reservatórios tende a ser mais intensa (de setembro a dezembro) e também nos momentos em que a demanda de potência alcança maiores valores (de janeiro a março). A partir de 2029, todos os meses apresentam valores de CVaR PNS maiores que zero.

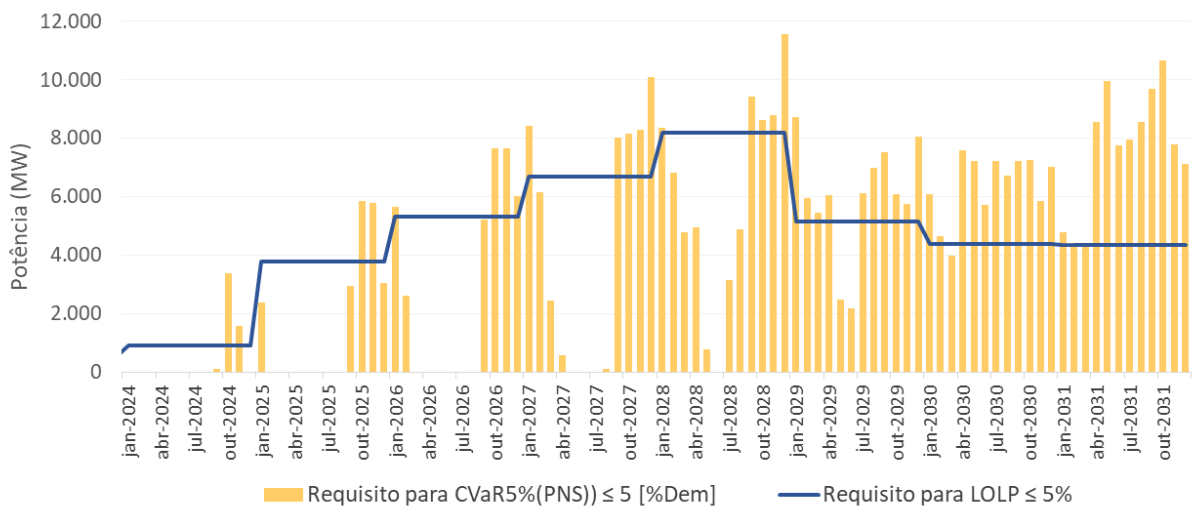
Como a potência é uma grandeza instantânea, diferentemente da energia que pode ser acumulada no tempo, a comparação entre os requisitos calculados pelas duas métricas (CVaR PNS e LOLP) pode ser feita de forma direta. A evolução desses montantes demonstra que a necessidade calculada pelo CVaR PNS é superior ao valor calculado pela LOLP até 2027. Em 2028, o requisito pela LOLP supera a CVaR PNS, até o ano de 2030. No entanto, destaca-se 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.

Gráfico 3 - 19: Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem] e LOLP ≤ 5%



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 3 - 20: Diferença em MW entre casos para métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem] e LOLP ≤ 5%



Fonte: Elaboração própria.

Novamente comparando o Caso Base do PDE 2031 com as restrições operativas conforme proposto neste ciclo e a simulação com os dados oficiais, percebe-se que ao tornar explícito a maior uso de água para que as UHE disponibilizem potência ao sistema, há o aumento do requisito, como mostrado no **Gráfico 3 - 20**. O aumento se dá principalmente entre os meses de setembro a fevereiro, chegando ao máximo de cerca de 12.000 MW em dezembro de 2028. Estas diferenças observadas nos requisitos do sistema, vão refletir na

expansão indicativa, uma vez que fica constatado que a atualização das restrições operativas propostas neste plano leva a um adiantamento e aumento destes requisitos. Desta maneira, será necessária uma expansão adicional para suprir a redução da gestão do recurso hidráulico.

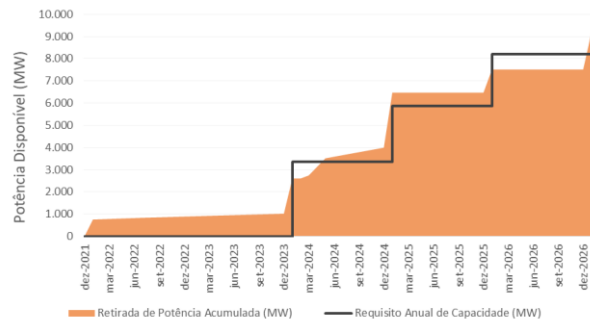
Como pode ser verificado nas análises realizadas, a consideração de restrições operativas nas usinas hidrelétricas proposta neste PDE, que buscam retratar as lições aprendidas com as

condições hidrológicas críticas dos dois últimos anos, torna a análise dos requisitos de energia e potência mais robusta, com a tendência de incremento dos mesmos visto a possibilidade de deterioração do sistema em eventos severos. Esta análise também evidencia a importância da fonte hídrica no SIN para o atendimento da demanda e a necessidade de olhar cada vez mais atento para a expansão do sistema, a composição da oferta futura (incluindo as UHE) e a prestação dos serviços que o sistema requer no período decenal.

O **Gráfico 3 - 21** compara o montante termelétrico sem contrato, retirado em cada ano de simulação, com o requisito de capacidade de potência do SIN, apresentado no Gráfico 3-19. Pode-se entender, de forma simplificada, que a necessidade apresentada pelo PDE 2031 até o ano de 2026 ocorre, principalmente, devido a retiradas dessas termelétricas. Além disso, como, no passado, esses empreendimentos foram contratados para o suprimento de energia do sistema, a indicação do

PDE aponta para a possível celebração de compromissos mais adequados à necessidade específica do sistema, que nesse caso é o suprimento de potência. A contestação de novos projetos contra os existentes, para avaliar o que é melhor para o consumidor no longo prazo, é um importante passo que a construção do primeiro LRC trouxe para o SIN.

Gráfico 3 - 21: Comparação entre a oferta termelétrica sem contrato com o sistema e o requisito de capacidade do PDE 2031



Fonte: Elaboração própria.

3.4 Recursos Potencialmente Disponíveis para Expansão

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

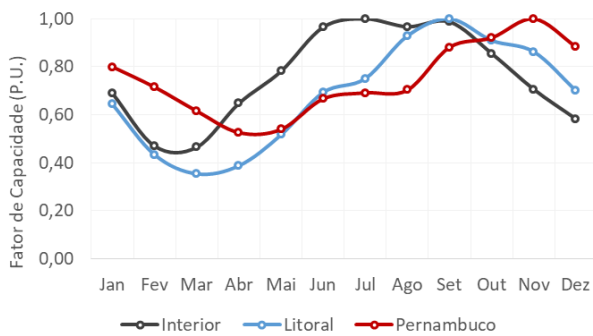
As fontes eólica e solar fotovoltaica têm se mostrado economicamente muito competitivas comparadas às demais tecnologias candidatas a expansão. Por esse motivo, este Plano segue no aprimoramento da sua representação, tanto em termos operativos quanto nos custos considerados, sinalizando para o desenvolvimento dessas

tecnologias de forma contínua e compatível com as necessidades de expansão do sistema e a cesta de oferta disponível ao mercado. Por outro lado, ampliar maciçamente essa participação na oferta de energia traz desafios como a expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques²². Na cesta de projetos indicativos do PDE, a contribuição de energia e potência dessas fontes é estimada com base em fatores mensais, tendo como base dados horários regionalizados. A metodologia para estimativa de fatores de capacidade e geração de séries de longo prazo utilizadas nessa análise está detalhada na Nota Técnica EPE/DEE/011/2021-R1, disponibilizada no site da EPE. É importante ressaltar a complementaridade dos recursos eólicos com grande parte dos recursos hidráulicos do Brasil. Ou

²² Mais informações sobre o efeito portfólio dessas fontes em bit.ly/FactSheetEOL e bit.ly/FactSheetFV

seja, os ventos são mais fortes durante o período seco do ano. Na região Nordeste, por exemplo, este comportamento é observado em todas as suas sub-regiões eólicas, como mostrado no **Gráfico 3 - 22**.

Gráfico 3 - 22: Sazonalidade das Usinas Eólicas no Nordeste nos meses do ano



Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, mantém-se a inovação, incorporada no PDE 2030, da análise da contribuição de potência conjunta da eólica e da fotovoltaica, capturando os efeitos da dispersão espacial e complementariedade diária. Dessa forma, enquanto se considerada isoladamente a fotovoltaica resulta em contribuição nula, quando avaliada em conjunto com a eólica, a disponibilidade de potência resultante é maior que as somas individuais dessas fontes²³.

Outro aspecto importante sobre as fontes eólica e solar fotovoltaica é a possibilidade de “hibridização”, ou seja, a conexão conjunta de usinas fotovoltaicas e eólicas, discutida pela primeira vez no PDE 2027, bem como em outros trabalhos já publicados pela EPE nos últimos anos. Ademais, a recente regulamentação de usinas híbridas e associadas, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, reforça a importância do tema. Para fins de modelagem, essas fontes são consideradas de forma individual nos estudos do Plano, o que não afeta o desenvolvimento de projetos “associados”, que poderão compartilhar física e contratualmente a

infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão.

Ainda sobre as fontes eólica e solar fotovoltaica, o PDE 2031 traz como novidade a adoção de quatro níveis de custos de implantação, com o objetivo de melhorar a representação das faixas de valores observadas em projetos típicos dessas fontes. Sendo assim, os custos de cada um dos níveis foram estimados a partir de percentis calculados das amostras de dados de projetos de geração eólica e de usinas solares fotovoltaicas, principalmente os de participantes e vencedores dos leilões mais recentes.

Uma referência que foi utilizada na elaboração das estimativas de custos, não somente para as fontes eólica e fotovoltaica mas também para as outras fontes que compõem a cesta de oferta de energia do PDE 2031, foi o relatório "Caderno de Preços da Geração"²⁴, publicado em agosto de 2021 pela EPE, que contém estimativas e análises dos valores de investimentos (CAPEX), dos custos de operação e manutenção (O&M), e do custo variável unitário (CVU), baseadas em dados nacionais e internacionais, para cada tipo de fonte de geração de energia.

Assim como no PDE 2030, foi considerada a tecnologia eólica *offshore* como candidata à expansão, tendo os custos e premissas referentes aos aerogeradores atualizados com base nos dados disponíveis sobre a implantação desses projetos em outros países, considerando as incertezas relacionadas a internalização desses custos em projetos que venham a ser implantados no Brasil. Com essa atualização, verificou-se redução nos custos, principalmente relacionados ao CAPEX, dos projetos em instalação ao redor do mundo, o que refletiu em valor adotado para o PDE 2031 menor do que o estudo anterior.

A tecnologia solar fotovoltaica continua sua evolução tecnológica, e esta é refletida no Plano. As simulações deste ciclo consideraram o uso de

²³ Vide Cadernos Suprimento de Potência, em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/PDE%202030%20->

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/PDE%202030%20->

²⁴ Disponível em: <https://bit.ly/cadernodeprecosepe>

módulos bifaciais, tendência verificada em todos os projetos de grande porte no passado recente (Greener, 2021). Em comparação com o PDE 2030, a fonte solar fotovoltaica teve o tempo de vida útil aumentado de 20 para 25 anos, levando em conta informações de projetos típicos desse tipo de tecnologia.

Com relação a usinas fotovoltaicas flutuantes, as simulações foram aprimoradas, representando localidades onde há projetos de P&D sendo desenvolvidos. Os resultados desses estudos seguem sendo monitorados, a fim de verificar se essa tecnologia alcançará competitividade no futuro. Avaliando apenas em termos de custos para a tecnologia solar fotovoltaica flutuante (sem considerar, por exemplo, como será a cobrança pelo uso do espelho da água e sistemas de transmissão existentes), verifica-se que os valores podem ser de 18% a 25% maiores que os de UFV tradicionais, principalmente devido ao maior custo dos flutuadores, conforme apontado em estudo da EPE (2020) e relatórios publicados a respeito dessa fonte (NREL, 2021; World Bank, 2019). Por ser uma tecnologia nova no Brasil, ainda não há dados ou estudos suficientes que permitam avaliar se tal sobre custo existe em projetos nacionais e qual seria sua magnitude, sobretudo pela incerteza sobre o custo de operação e manutenção. Sendo assim, para o PDE 2031, assim como adotado no ciclo anterior, foi considerada como premissa valores 25% maiores do que o valor médio de uma usina fotovoltaica tradicional, com igual tempo de vida útil.

O potencial existente e os benefícios proporcionados pelo desenvolvimento das usinas hidrelétricas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH), com vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados, também é considerado no PDE. Os diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo deverão se tornar mais evidentes com a implantação do preço horário e a

futura criação de mecanismos de remuneração pela capacidade.

Por esse motivo, o Modelo de Decisão de Investimentos incorpora no rol das candidatas para expansão, a possibilidade de contar com projetos típicos de PCH e CGH, disponíveis a partir de 2024. A representação dessa oferta no PDE 2031 mantém a utilização de três patamares de custos de implantação, tendo sido considerado aumento nos valores em relação ao PDE 2030, refletindo análises feitas sobre as informações disponíveis a respeito dessa fonte.

A bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço da cana-de-açúcar, continua apresentando potencial competitivo de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN. Embora as projeções no aumento da produção de açúcar e etanol impliquem maior uso energético do bagaço, dados históricos (BEN, 2019) apontam que os processos estão cada vez mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda deste insumo para cada unidade de produto e, assim, o excedente incremental de bagaço que pode ser direcionado ao uso no setor elétrico. Por esse motivo, o PDE apresenta um montante estimado como limite superior para uso na geração de energia elétrica. O perfil de geração anual de bioeletricidade da cana-de-açúcar no Brasil apresenta complementariedade com a maior parte da geração hidrelétrica do SIN, pois os momentos de menor disponibilidade hídrica nas principais usinas com reservatórios no país coincidem com os períodos de safra no centro-sul, maior região produtora, e picos de produção de bioeletricidade. Esta característica constitui importante sinergia entre estas fontes de geração na matriz elétrica brasileira, que deve sempre ser considerada no planejamento.

Pelo lado do setor sucroalcooleiro, a maior diversificação dos produtos sucoenergéticos, com a gradual ampliação da produção de bioeletricidade proveniente do bagaço de cana, é considerada como mais um ativo deste setor, que envolve a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e, mais recentemente, créditos de descarbonização (CBIO). Com a entrada em vigor da Política Nacional de Biocombustíveis – RENOVABIO,

espera-se que haja aumento da eficiência das unidades produtoras sucroenergéticas, elevando a nota de eficiência energética ambiental, e assim incrementando a quantidade CBIO que poderá ser comercializada. Neste aspecto, a bioeletricidade se consolida com grande potencial para a matriz energética nacional.

A maior diversificação dos produtos a serem comercializados por este setor leva a diferentes estratégias e modelos de negócios possíveis de serem estabelecidos. Isso se reflete em diferentes estruturas de custos a serem adotadas pelos agentes a depender das dinâmicas dos mercados de eletricidade, açúcar e álcool. Nesse sentido, os estudos do PDE buscam aperfeiçoamentos contínuos para melhor representar este importante recurso. Para a estimativa dos custos associados a fonte termelétrica a biomassa de bagaço de cana, foi realizado o mesmo procedimento adotado para as fontes eólica, solar fotovoltaica e PCH, e foram estipulados níveis de valores, a fim de abranger as faixas de custos que são observadas em projetos de geração desse recurso. Dessa forma, além de trazer maior refinamento sobre a representação dessa tecnologia, potencial *retrofit* de empreendimentos em final de vida útil passam a ser implicitamente incorporados dentre as faixas definidas. Cabe ressaltar, porém, que a interação com os agentes do setor sucroenergético poderá trazer melhorias para os próximos ciclos.

Além do bagaço, destaque deve ser dado ao potencial do biogás. Este insumo energético é rico em metano, cujo poder calorífico é próximo ao do gás natural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica. Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os biodigestores para o tratamento de resíduos orgânicos oriundos do setor agroindustrial os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos. Por esse motivo, o PDE 2031 continua representando explicitamente essa oferta na cesta de projetos

candidatos à expansão centralizada. Dentre as diversas possibilidades de obtenção de biogás, a tecnologia utilizada nas simulações energéticas representa as características típicas dos processos do setor sucroenergético, que entre as opções centralizadas, se mostra como uma das mais competitivas.

A recuperação energética de resíduos sólidos urbanos (RSU) por meio de incineração está sendo considerada para representar esse recurso no PDE 2031, como diretriz de política energética e ambiental indicada pelo MME, sendo a fração deste recurso utilizada atualmente correspondente a apenas parte de seu potencial.

A Portaria Interministerial nº 274, de 30 de abril de 2019²⁵, disciplina a recuperação dos resíduos sólidos urbanos referenciados na Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), instituída pela Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010²⁶. Embora seja uma forma de destinação final para o RSU amplamente utilizada na Europa e em alguns países asiáticos, no Brasil essa rota tecnológica é ainda pouco explorada em sua integralidade, o que exige altos custos de investimento para sua implantação e manutenção e torna, conseqüentemente, o custo de geração de energia pouco competitivo. No entanto, há que se ressaltar as externalidades positivas associadas ao processo de incineração do RSU, as quais são citadas na PNRS, como, por exemplo, a solução para a redução do volume e massa dos resíduos em aterros sanitários, além da destruição completa dos resíduos orgânicos perigosos, motivação para a ação transversal entre o Ministério de Minas e Energia, Ministério de Desenvolvimento Regional e o Ministério de Meio Ambiente. Merece destaque que tal movimento conjunto também encontra amparo no Decreto Presidencial nº 10.117, de 19 de dezembro de 2019, que trata da qualificação de projetos para ampliação da capacidade de recuperação energética de resíduos sólidos urbanos no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República. Assim como outras fontes, como eólica *offshore* e

²⁵ Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-interministerial-n%C2%BA-274-de-30-de-abril-de-2019-86235505>

²⁶ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm

fotovoltaica flutuante, os custos relacionados ao aproveitamento energético de RSU foram estimados levando em consideração referências de projetos internacionais, visto que no Brasil ainda não foram implementados projetos em larga escala com esse tipo de tecnologia.

O PDE apresenta também como alternativa para oferta de geração de energia empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. Desde a participação recorde de projetos a biomassa de cavaco de madeira no leilão A-5 de 2016, os investimentos neste tipo de geração no mercado regulado têm apresentado redução gradativa, com a última comercialização de energia nova no SIN ocorrida em 2017²⁷, apesar do grande potencial existente no país. Os projetos a biomassa de cavaco de madeira adotam o conceito de florestas energéticas utilizando a biomassa de eucalipto, com alto grau de conteúdo nacional na implantação do empreendimento, bem como custos de operação referenciados a índices de preços locais. Além disso, a opção dos empreendedores por usinas com potência instalada reduzida (menores que 100 MW), próximas às áreas de produção da biomassa permitem a redução de custos logísticos com combustível, além de permitir acesso a localizações estratégicas, próximas aos centros de carga.

As demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração centralizada. Entretanto, elas vêm mostrando considerável potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo 9 – Eficiência Energética e Geração Distribuída.

Já com relação ao gás natural, este tem-se apresentado como principal combustível fóssil para expansão de geração nos últimos PDE. Além do GNL importado, combustível mais comumente utilizado em novas usinas sem geração compulsória (ou flexíveis), o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias no pós-sal, como em Sergipe, vêm ampliando significativamente a oferta de gás natural nacional. Esse recurso, com

ofertas abundantes, poderá contribuir significativamente para a segurança operativa da matriz elétrica brasileira no horizonte decenal, cuja profundidade de contribuição irá depender do preço final do gás natural entregue na usina termelétrica. Espera-se ainda que aprimoramentos normativos decorrentes do Novo Mercado de Gás Natural favoreçam novos modelos de negócio, inclusive para suprimento flexível de combustível às termelétricas. A figura do comercializador de gás natural ou o desenvolvimento de novas modalidades de contratação de transporte, em ambiente competitivo, poderá promover o melhor aproveitamento da infraestrutura existente e a celebração de contratos para atendimento a padrões de consumo personalizados, mais aderentes aos requisitos futuros do setor elétrico, especialmente ao de capacidade.

Buscando representar as fontes na cesta de oferta de energia do PDE da melhor forma e cada vez mais contribuir para importantes discussões que envolvem a integração dos setores de gás e eletricidade, foram consideradas as seguintes opções como candidatas a expansão para a fonte termelétrica a gás natural:

- Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo combinado, e com duas possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade (sazonal) de 30%.
- Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples, com operação totalmente flexível (sem geração compulsória).
- Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e com duas alternativas de operação: (i) com fator de inflexibilidade (flat) de 30%; (ii) totalmente inflexível, ou seja, com geração compulsória.
- Usinas *retrofit*, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da ordem de 40%²⁸ de uma usina nova, com custo

²⁷ Para maiores detalhes, vide. bit.ly/UTEbiomassa

²⁸ O real custo para *retrofit* e/ou modernização de usinas existentes varia de usina a usina, a depender das condições

variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível.

Cabe destacar que a principal diferença entre as termelétricas candidatas a GNL e aquelas com contratos com comercializadores está na estrutura de custos fixos e variáveis associados ao suprimento de combustível. No primeiro caso, existe parcela dos custos que são fixos e assumidos pelo gerador, como por exemplo a disponibilidade do serviço de regaseificação. No segundo caso, praticamente todos os custos com a infraestrutura de gás natural e com a molécula são assumidos pela comercializadora ou distribuidora de gás, que os repassa ao cliente termelétrico na forma de custo variável de suprimento do gás natural.

Os seis modelos de negócio de termelétricas a gás natural disponíveis para a expansão permitem a viabilização de diferentes configurações de matriz elétrica. As termelétricas que adotam gás natural nacional e as termelétricas a GNL com fator de inflexibilidade tendem a ser mais competitivas no atendimento aos requisitos combinados de energia e potência do sistema elétrico. Desta forma, elas competem diretamente com outras soluções para a expansão do suprimento de energia, como as usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas, além de competir com as usinas flexíveis no suprimento de capacidade. Já as usinas sem geração compulsória (flexíveis), tanto novas quanto *retrofit*, tendem a competir no atendimento ao requisito de capacidade, sendo o requisito de energia atendido por outras soluções, com destaque para as renováveis. Deste modo, o nível de penetração de cada um destes modelos de negócio de termelétricas a gás natural é explicado, em boa parte, pela competitividade da relação entre inflexibilidade, sazonalidade de produção, custos fixos e custos variáveis com combustível, intrínseca a cada modelo de negócio.

Toda a oferta termelétrica candidata foi representada considerando projeções de variação

técnico/operativas e das estruturas de custos. Para uma análise precisa seria necessário a avaliação caso a caso. Porém, a abordagem adotada no PDE não tem este objetivo, mas apenas estimar, de modo geral, o montante que pode ser atrativo para o SIN.

de preço de combustível. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

Com relação ao carvão mineral na oferta de eletricidade, especialmente o extraído nas minas da região sul do Brasil, sua discussão envolve diversos setores da economia e deve ser tratada com muita atenção. Todos os impactos, sejam eles positivos ou negativos, bem como os benefícios e desafios devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança eletro energética e a viabilidade econômico-financeira, para amparar as decisões a serem tomadas. Contribuindo para essa discussão, do ponto de vista econômico para o setor elétrico, o PDE 2031 coloca o carvão mineral nacional como candidato à expansão de duas maneiras. Para as usinas atualmente em operação, que possuem o subsídio da CDE²⁹, foi avaliada a sua atratividade econômica, a partir de 2027, considerando a possibilidade de modernização ou *retrofit*, e o CVU incorporando os custos da CDE³⁰. Também são consideradas candidatas a expansão novas plantas, mais modernas e eficientes, porém de maior custo de implantação que o *retrofit*. Há de se destacar, entretanto, que existem diversos desafios para o investimento em novas plantas especialmente no que se refere às condições de financiamento desses empreendimentos, que, por fim, acarretam em custos totais mais elevados.

Destaca-se também a consideração da entrada em operação comercial de Angra 3 que representa a expansão nuclear no horizonte decenal, junto com uma nova planta considerada a título de política energética. Os atributos de confiabilidade de geração, elevado fator de capacidade e livre de emissões de gases causadores de efeito estufa, concretizam essa tecnologia como opção na matriz elétrica brasileira. O país é privilegiado também na oferta desse combustível, com grandes reservas de urânio, ambientes territoriais estratégicos para alocação das usinas, bem como domínio completo

²⁹ Do parque a carvão nacional existente, apenas a UTE Pampa Sul não possui benefício da CDE.

³⁰ A premissa adotada considerou o CVU atual das usinas nessa condição somado aos valores gastos pela CDE em 2019, conforme publicação da CCEE.

de toda a tecnologia do ciclo do combustível nuclear, desde a mineração até a montagem do elemento combustível. Há de se ressaltar também o quadro técnico de pessoas com experiência de sucesso na operação e manutenção das usinas de Angra 1 e 2, bem como centros de ensino e pesquisas na área nuclear. É importante destacar no horizonte decenal os investimentos necessários para a extensão da vida útil de Angra 1, por mais 20 anos (previstos para estender sua operação até 2044). Adicionalmente, para viabilizar a diretriz de política energética deste PDE 2031, no que diz respeito a nova planta nuclear, espera-se para os próximos anos a realização dos estudos e das medidas preparatórias para o desenvolvimento de projetos adequados do ponto de vista econômico-financeiro, engenharia e socioambiental, em consonância ao que fora apresentado no box 3.5 do PDE 2029 e no box 3.7 do PDE 2030. Por fim, cabe lembrar que mais informações a respeito das expectativas de expansão desta tecnologia estão disponíveis no PNE 2050.

Além das já citadas termelétricas a gás natural, o PDE vem, a cada ciclo, aperfeiçoando a modelagem de tecnologias específicas para atendimento da complementação de potência do sistema. As tecnologias de armazenamento³¹, como usinas hidrelétricas reversíveis³² e baterias³³, já são abordadas explicitamente desde o PDE 2026. Apesar de se tratar de modelagem simplificada, que ainda não garante a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar possíveis tendências de operação futura, nas quais a existência desses recursos no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda, assim como programas de Resposta da Demanda.

Os custos inerentes a tecnologias de armazenamento estão fortemente relacionados ao tipo de operação e de aplicação dos projetos, conforme descrito no Caderno de Preços da Geração (2021). Por exemplo, dentre os parâmetros que apresentam grande influência nos custos

relacionados ao conjunto de baterias a ser implantado está a quantidade de horas de armazenamento prevista. De acordo com estudos analisados, existe tendência internacional de ganho de escala para o CAPEX e redução dos custos de O&M à medida que a duração do armazenamento de energia aumente. Assim como verificado para a fonte eólica offshore, foi observada redução nos custos das baterias no decorrer dos últimos anos. Isso resultou em premissa de custos menor que a adotada no PDE 2030, mesmo que ainda se observem incertezas associadas a esses valores na implementação dos projetos no Brasil, principalmente relacionado aos custos de internalização.

Outro desafio na consideração de sistemas de armazenamento está em sua representação nos modelos. Primeiramente pela definição prévia de quantidade fixa de horas de armazenamento, enquanto os sistemas podem ter dimensionamentos distintos, a depender da aplicação. Segundo, pela escala temporal considerada nas simulações, que não permite capturar, por exemplo, o benefício que as baterias têm como a resposta instantânea e a capacidade de carga e descarga da ordem de minutos. Portanto, faz-se necessário o constante aprimoramento metodológico no planejamento, de forma a capturar os potenciais benefícios de cada tecnologia.

O PDE 2031 traz, novamente, no cenário de referência, opções de resposta da demanda e modernização com ampliação de usinas hidrelétricas. A modernização e repotenciação do parque hidrelétrico existente representa expressivo potencial, incremento de até 11.000 MW do potencial listado na NT EPE-DEE-088/2019-r0, a ser explorado nos próximos anos, como destacado desde o PDE2029, sendo essa solução uma oportunidade para alavancar os benefícios das usinas hidrelétricas que já operam no sistema. O envelhecimento das usinas e a necessidade de reforma de seus ativos foi percebida por alguns

³¹ Cabe a ressalva de que essas tecnologias ainda carecem de instrumentos legais e normativos que estabeleçam a forma de sua contratação, os modelos de negócios e a remuneração dos benefícios gerados decorrentes da sua inserção no SEB, o que

está em discussão no âmbito da agenda regulatória da Aneel (Tomada 011/2020).

³² Vide bit.ly/UHR-EPE

³³ Vide bit.ly/bateriasEPE

agentes que iniciaram implantação de medidas em suas unidades, destacando-se, no ano de 2021, investimentos nas usinas de Sobradinho, Paulo Afonso IV e São Simão. Ressalta-se que o número de usinas e o quantitativo de potências e energia envolvidos, bem como o incremental alcançável, deverá ser maior quando os mecanismos de remuneração que valorem os diferentes serviços prestados pelas tecnologias, como vem sendo discutido no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, estiverem vigentes. Desta forma, a expectativa é que quando os mecanismos de remuneração forem estabelecidos, os empreendedores deverão efetuar investimentos nas usinas que tenham possibilidade de repotenciação.

A resposta da demanda (RD) por incentivos econômicos é uma das opções de expansão no caso de referência do PDE, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis.

E para estimar os custos fixos e variáveis deste mecanismo, foi utilizada como base o trabalho “Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta” (Soares, 2017). Com essa metodologia pode-se calcular quais os mínimos valores que os potenciais participantes podem realizar as propostas em futuros mecanismos de RD. E para melhor representar essas propostas, o PDE 2031 traz como novidade a adoção de três níveis de custos de implantação, com o objetivo de melhorar a representação das diversas classes industriais que podem participar deste mecanismo.

Da mesma forma, foram estimados potenciais distintos para estes três grupos de participantes de resposta da demanda para os quatro subsistemas. A estimativa utiliza uma abordagem *top down*, a partir do cenário de produção física, do consumo específico e de premissas de flexibilidade (Gils, 2014) por setor industrial selecionado.

O potencial da RD no horizonte decenal foi estimado em 3.000 MW. Espera-se que, com a dinamização deste setor no Brasil, este potencial cresça, acompanhando o perfil deste mecanismo em atender à demanda de forma simples e segura,

competindo com outras tecnologias convencionais de geração.

A EPE vem se aprofundando nesse importante tema e novos estudos seguem em desenvolvimento, como a estimativa de potencial por setores industriais para participação em programas de resposta da demanda no Brasil, bem como melhorar a estimativa de custos fixos e variáveis deste mecanismo.

Em relação ao programa utilizado em 2021, foi uma boa iniciativa para capturar qual o comportamento dos consumidores industriais sob este mecanismo. Apesar da robusta oferta indicada pelos consumidores, o programa foi suspenso no mesmo ano. Este programa teve a importância de mostrar ao setor que a resposta da demanda possui boa aceitação no setor industrial, com contribuição de cerca de 600 MW médios, mesmo em um cenário de retomada econômica. A adoção de regras claras e a manutenção do mecanismo, tornando-o perene no SIN, possibilitarão que a RD se torne um importante processo para o atendimento da demanda do SIN.

A existência de todas essas opções explícitas no MDI (fontes de geração, tecnologias de armazenamento, ampliação de UHE e resposta da demanda) permite discutir diferentes formas de atender aos requisitos do sistema e identificar o serviço prestado pelas tecnologias. Mais do que valorizar adequadamente o atributo de cada fonte, cabe ao planejamento da expansão apresentar, quantitativamente, as necessidades do sistema e transformá-las em serviços a serem comercializados. Uma vez caracterizadas de forma clara essas necessidades, o mercado poderá apresentar as soluções mais eficientes para o atendimento, seja através de expansão da oferta ou em soluções pelo lado da demanda. O MDI, como todo modelo matemático, busca representar todas essas possibilidades por meio de aproximações. O processo de evolução metodológica é contínuo, e a contribuição de todos os agentes na incorporação de melhorias é fundamental para que cada ciclo do PDE traga melhorias.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas

estimativas de custos de investimentos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação de cada projeto. Além disso, os orçamentos dos diversos projetos de geração incluem os custos de conexão à rede básica. Desse modo, os resultados obtidos com a utilização do MDI já levam em conta estimativas das necessidades de expansão da transmissão, o que significa que o modelo de decisão de investimento produz expansão G + T, ainda que de modo simplificado. A **Tabela 3 - 2** e a **Tabela 3 - 4** apresentam, respectivamente, informações de custo e um resumo³⁴ sobre as considerações de modelagem dos recursos disponíveis para a expansão da oferta no PDE 2031.

Por fim, o PDE vem seguidamente abordando a importância, para o Brasil e região, da integração energética com os países vizinhos. A inédita situação hidrológica brasileira demandou não apenas novas

medidas locais para garantir o suprimento como conduziu a abertura para intercâmbios energéticos em níveis inéditos³⁵. Dados da CAMMESA, ADME e ONS indicam que a importação brasileira de energia elétrica a partir de Argentina e Uruguai somou de janeiro a novembro de 2021 aproximadamente 6.000 GWh. Considerando essa importação como uma planta geradora, a integração energética representaria, nesse caso, uma usina de 750 MW médios mensais. A circunstância que o Brasil viveu permitiu confirmar que a integração contribui para minorar os momentos de escassez e prover segurança de suprimento via geração de energia de plantas no outro lado das fronteiras. Os volumes financeiros transacionados também permitem supor que uma medida emergencial e transitória se convertida em livre intercâmbio para cumprimento de contratos, trará além da otimização no uso dos recursos, novos negócios na área e benefício para toda região.

3.4.1 O HIDROGÊNIO E SEU USO PARA O SETOR ELÉTRICO

As discussões sobre produção e uso do hidrogênio têm ganhado notória relevância recentemente no Brasil, especialmente no que diz respeito à produção para exportação. Foram anunciados diversos projetos ao longo de 2021 nos Portos de Pecém/CE, SUAPE/PE e Açú/RJ com foco no mercado global (todos ainda em fase de estudo de viabilidade técnica e econômica). Não por acaso, este PDE conta com o capítulo 12 dedicado ao tema, abordando as múltiplas rotas de produção e usos deste insumo. Nesta seção, convém pontuar os impactos que a potencial indústria do hidrogênio poderá causar na oferta centralizada de eletricidade.

As políticas energéticas e climáticas dos países têm buscado soluções para os setores de difícil abatimento de emissões de carbono. No âmbito das políticas de recuperação verde das economias, puxada originalmente pela União Europeia, o hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água com uso de fontes renováveis, também chamado de

hidrogênio verde, foi identificado como substituto estratégico dos combustíveis fósseis para a obtenção de energia limpa no longo prazo para os setores de difícil abatimento e como tecnologia de armazenamento de energia para lidar com a maior inserção de fontes renováveis variáveis nos sistemas elétricos. O esperado avanço na demanda mundial pelo hidrogênio verde coloca o Brasil em destaque como potencial supridor internacional, dada a riqueza local de recursos renováveis e consequente competitividade de geração, com destaque para as fontes eólica e fotovoltaica.

Tendo em vista que o processo produtivo de hidrogênio verde, caracterizado pela eletrólise da água, é eletrointensivo, poderá haver concorrência pelos recursos renováveis para produção de eletricidade entre esta indústria e o Sistema Interligado Nacional. Como consequência, a demanda impulsionará ainda mais a expansão das fontes eólica e fotovoltaica. Dois aspectos

³⁴ Mais detalhes podem ser obtidos no Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2031.

³⁵ SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, AÑO XXI Nº 249.

determinantes para a economicidade desta indústria no Brasil são a escala de produção e o custo de transporte do hidrogênio (seja na forma pura, seja na forma de amônia ou outros derivados), desde o Brasil até os mercados consumidores, com destaque para a Europa.

Se por um lado o hidrogênio verde poderá impactar a demanda por eletricidade, por outro, poderá ser uma alternativa energética primária para a oferta elétrica, seja como combustível para geração termelétrica, seja na geração por célula a combustível. Uma possível função para o hidrogênio na geração centralizada seria a de armazenamento de energia para maior aproveitamento das fontes renováveis não controláveis. Em momentos de excesso de produção renovável, seria possível destinar parte da eletricidade para a produção do hidrogênio, que poderia então ser armazenado e utilizado na geração elétrica em momentos de escassez, contribuindo para maior flexibilidade do sistema elétrico.

Nesse sentido, cabe destacar os projetos de pesquisa e desenvolvimento, em andamento, desenvolvidos por Furnas e EDP Brasil. Ambos visam a produção a partir da eletrólise da água, com uso de energia solar fotovoltaica, mas para aplicações distintas. O primeiro, busca avaliar o uso do hidrogênio para armazenamento de energia e uso em célula a combustível, junto a UHE Itumbiara, o que pode trazer sinergias e otimização da geração hidrelétrica, inclusive em escala sazonal. Já o segundo visa o uso de hidrogênio/amônia substituindo parcialmente o carvão na geração termelétrica, reduzindo emissões.

Também cabe destacar o exemplo das usinas nucleares Angra I e II, que têm uma planta de produção de hidrogênio com capacidade de 150 kg/dia, destinado a aplicações internas para garantir a integridade de equipamentos. De acordo com informações da Eletronuclear, com pequenos ajustes, a planta poderia passar a produzir até 300 kg/dia e, com a entrada em operação comercial de Angra III, até 500 kg/dia. O hidrogênio atualmente produzido e utilizado nas usinas é descartado na atmosfera. Para ser comercializado, o gás terá que passar por processo de purificação.

Estes e outros projetos demonstram a diversidade de aplicações e de modelos de negócio possíveis, além de trazerem maior conhecimento sobre os desafios e impactos da produção, uso e transporte de hidrogênio e derivados.

Atualmente, estima-se o custo do hidrogênio produzido a partir de eletrólise da água, com uso de fontes renováveis, entre 3,0 e 8,0 US\$/kg no mercado internacional (IEA, 2021), enquanto no Brasil, o custo estaria entre 2,2 e 5,2 US\$/kg, se considerada a energia de usinas eólicas ou fotovoltaicas (DKTI, 2021). Ainda que se considerem as projeções mais otimistas de redução de custos no horizonte deste PDE, chega-se a 1,2 US\$/kg (BNEF, 2020; IRENA, 2019; DOE, 2021), comparável a custos de produção do hidrogênio azul (IEA, 2021). Em base energética, este custo corresponde a 10,6 US\$/MMBtu, cuja competitividade relativa depende das expectativas de preço de longo prazo do gás natural, ou outras fontes energéticas. Deste modo, verifica-se que no Brasil, a oferta de hidrogênio para a geração elétrica ainda não está completamente madura ao longo do horizonte decenal. Logo, sua penetração no mercado doméstico dependerá de políticas de promoção do hidrogênio (MME, 2021), bem como de restrição ou precificação de emissões de gases de efeito estufa, com maiores oportunidades em setores de difícil descarbonização.

Portanto, o promissor mercado de hidrogênio poderá ter reflexos significativos no mercado de energia elétrica, seja por impulsionar novos projetos de geração renovável, seja como vetor energético para armazenamento e geração. De toda forma, os projetos em andamento também impactarão o planejamento da transmissão, seja como carga ou como geração, dada a magnitude dos mesmos, sendo fundamental que os desenvolvedores avaliem previamente as condições de acesso às instalações do SIN. Além disso, a formalização de consultas ou solicitações de acesso junto ao Operador são importantes para trazer maior visibilidade aos projetos e para permitir a sua adequada consideração nos estudos de planejamento da expansão da transmissão.

Tabela 3 - 2: Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI

Tipo de Oferta	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/Impostos [R\$/kW/ano]	CVU [R\$/MWh]
Armazenamento – Baterias	5.000 a 9.800	6.200	60	270	-
Biogás -Resíduo sucroenergético	3.000 a 10.000	8.000	480	205	-
Biomassa - Bagaço de Cana (1)	2.000 a 5.500	3.000	90	140	-
Biomassa - Bagaço de Cana (2)		4.000	90	145	-
Biomassa - Bagaço de Cana (3)		5.000	90	155	-
Biomassa - Cavaco de Madeira	4.000 a 8.000	6.000	120	170	200
Carvão Nacional	8.000 a 13.500	10.300	160	595	130
Eólica Onshore (1)	3.200 a 5.500	3.800	90	145	-
Eólica Onshore (2)		4.200	90	150	-
Eólica Onshore (3)		4.500	90	150	-
Eólica Onshore (4)		5.000	90	155	-
Eólica Offshore	9.800 a 18.600	10.300	360	415	-
Gás Natural (Ciclo Combinado) 100% Flexível	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	4.300	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	385
Gás Natural (Ciclo Combinado) 30% Inflexível (Sazonal)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	4.300	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	303
Gás Natural (Ciclo Aberto) 100% Flexível	2.900 a 4.700	3.600	80 (UTE)	220	600
Gás Natural – Nacional (C Comb.) 30% a 70% Inflexível (Flat)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	5.300	150	280	259
Gás Natural – Nacional (C Comb.) 100% Inflexível (Flat)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	5.300	150	280	215
Hidrelétricas	Variável (Tabela 3-3)	Variável (Tabela 3-3)	30 a 50	480 a 700	-
Hidrelétricas Reversíveis	2.400 a 12.000	6.500	70	330	-
Nuclear	22.000 a 29.400	25.800	520	660	47
PCH (1)	3.500 a 11.500	6.000	90	140	-
PCH (2)		8.000	90	150	-
PCH (3)		11.000	90	180	-
RSU (Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos)	14.500 a 27.000	23.000	920	845	-
Solar Fotovoltaica (1)	2.500 a 5.000	2.800	50	130	-
Solar Fotovoltaica (2)		3.300	50	135	-
Solar Fotovoltaica (3)		3.800	50	140	-
Solar Fotovoltaica (4)		4.500	50	145	-
Fotovoltaica Flutuante	3.800 a 6.500	5.000	65	150	-
Modernização UHE	1.150 a 2.250	-	50	300	-
Resposta da Demanda	-	-	39 - 151	5	464 – 1.824

Fonte: EPE (2021) – No EPE-DEE-RE-089/2021-r0

Tabela 3 - 3: Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Rio	UF	CAPEX Incluindo JDC (R\$/kW)	Situação dos Estudos de Viabilidade e Ambientais (EVTE e EIA/Rima)
2028	Apertados	139	Piquiri	PR	10.697,63	EVTE e EIA/Rima entregues. Audiências Públicas realizadas.
2028	Castanheira (ARN-120)	140	Arinos	MT	14.438,35	EVTE, EIA/Rima e ECI entregues.
2028	Ercilândia	87,1	Piquiri	PR	12.413,85	EVTE e EIA/Rima entregues. Audiências Públicas realizadas.
2028	Telêmaco Borba	118	Tibagi	PR	9.168,89	EVTE e EIA/Rima entregues. Audiências Públicas realizadas. ECI em elaboração.
2028	Tabajara	400	Ji-Paraná	RO	11.364,22	EVTE, EIA/Rima e ECI entregues. Necessárias complementações no EIA e no ECI.
2029	Formoso	342	São Francisco	MG	12.667,21	EVTE e EIA em andamento
2031	Bem Querer (J1A)	650	Branco	RR	10.564,81	EVTE em revisão. EIA e ECI em andamento.
2031	Santo Antônio	84,3	Chapecó	SC	8.044,15	EVTE entregue. Aguardando reenquadramento da UHE na Aneel.
	TOTAL	1.960,4				

Fonte: Elaboração própria

Tabela 3 - 4: Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Fonte	Disponível a partir de	Como é definida a contribuição		
		MDI	NEWAVE	Suprimento de Potência
Hidrelétricas	2026*	Séries de energia e potências, obtidas a partir de simulação no modelo SUIISHI, utilizando séries históricas de vazões	Simulação hidrotérmica do NEWAVE utilizando reservatórios equivalentes de energia e 2.000 séries sintéticas	Cálculo de potência máxima disponível para todas as séries históricas utilizando metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017
Hidrelétricas Reversíveis	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento
PCH e CGH	2026	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Eólica <i>Offshore</i> **	2027	Utilização de dados de reanálise para pontos da costa brasileira, aplicando a mesma metodologia utilizada para os patamares do recurso <i>onshore</i>		
Eólica <i>Onshore</i> **	2026	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão. Contribuição nos patamares de carga: construída a partir da base de dados do Sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas (AMA).	P95 da geração esperada para todas as horas do mês, isoladamente e em conjunto	
Solar Fotovoltaica**	2026	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão. Contribuição nos patamares de carga: construída a partir de simulações com base de dados de satélite.		
Solar Fotovoltaica Flutuante**	2026	Estimativa a partir de simulações, com base de dados de satélite, considerando sistemas fixos e redução de temperatura de operação dos módulos		
Termelétricas a Biomassa Sucreenergética	2026	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Termelétricas a RSU (Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos)	2026	Produção constante ao longo do ano		
Termelétricas a Biogás (Resíduo sucreenergético)	2026	Sazonalização definida a partir dos processos do setor sucreenergético e possibilidade de estocagem do insumo.		
Termelétricas a Biomassa Florestal	2026	Despacho definido pelo modelo de otimização, a partir dos CVUs definidos		Potência Disponível
Termelétricas a Gás Natural	2026			
Termelétricas a Carvão	2026			
Baterias Íon-Lítio	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento

Fonte: elaboração própria

Notas: (*) Cada projeto tem sua data estimada individualmente, conforme Tabela 3-3.

(**) Vide Nota Técnica n. EPE/DEE/011/2021 sobre metodologia e premissas para obtenção de dados de geração de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas nos estudos de planejamento

Box 3 - 4: Perspectivas para o Armazenamento no SIN e Oportunidades para a Inserção das UHR

No Brasil os grandes reservatórios das UHE construídas principalmente nas décadas de 1960 a 1990 são responsáveis pelo armazenamento energético no SIN, sendo utilizados principalmente para a produção de energia em períodos secos, além de fornecer capacidade e flexibilidade para a operação do sistema sob as variadas condições de demanda e disponibilidade de recursos de geração e de transmissão.

No entanto, apesar do crescimento da carga, os Planos Decenais apontam reduzida expansão hidrelétrica nos próximos anos, sobretudo de usinas com capacidade de regularização mensal. Além disso, o uso dos reservatórios existentes tem sido limitado por condições hidrológicas desfavoráveis, restrições hidráulicas operativas e usos múltiplos da água.

Nesse contexto as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) podem representar um importante recurso para o futuro, uma vez que possuem atributos compatíveis com as crescentes necessidades do SIN. Essa característica tem motivado os estudos desenvolvidos pela EPE relacionados a tecnologia como aqueles indicados nas Notas Técnicas³⁶ EPE-DEE-NT-006/2019-r0 e EPE/DEE/SEG/013/2021, além da participação e acompanhamento de projetos conduzidos por outras instituições.

Dentre os possíveis serviços que as UHR podem fornecer destacam-se:

- Capacidade instantânea;
- Flexibilidade para variação da geração e acompanhamento da carga;
- Reserva de potência para controle de frequência;
- Controle de reativos (controle de tensão);
- Adiamento do investimento em ativos de transmissão;
- Provimento de inércia;
- Redução dos ciclos em unidades termelétricas;
- Auto reestabelecimento.

Apesar dos potenciais benefícios técnicos e econômicos, a experiência internacional mostra que as condições regulatórias e os modelos de negócios presentes em diferentes mercados de energia ainda não são adequadas para fomentar a construção de novas usinas. Considerando as particularidades intrínsecas a esse tipo de empreendimento, como a não existência de produtos que remunerem os diferentes benefícios oferecidos, a imprevisibilidade de receita incompatível com o grande volume de investimento, a falta de um sinal econômico de longo prazo compatível com o tempo de provisionamento, a indefinição quanto ao enquadramento regulatório, dentre outros aspectos, existem barreiras não técnicas que desestimulam a inserção desses empreendimentos nos mercados para melhor aproveitamento de seus benefícios.

Desde novembro de 2020 a EPE tem representado o Brasil e contribuído para o “*International Forum on Pumped Storage Hydropower*” (IFPSH), iniciativa que conta com mais de 13 países e mais de 70 organizações. Esse fórum visa a troca de experiências, melhores práticas e recomendações para guiar o desenvolvimento desta tecnologia nos mercados de energia. Em setembro de 2021 foram publicados os principais produtos³⁷, abordando aspectos relacionados a sustentabilidade, custos, capacidades, políticas e estruturas de mercado.

Apesar de muitas das soluções apresentadas estarem associadas as particularidades de cada país, as experiências e recomendações constituem um ponto de partida para melhor compreensão dos potenciais benefícios, riscos e entraves, podendo ser objeto de avaliações mais detalhadas e subsidiar a formulação e aperfeiçoamento do desenho de mercado e de aspectos voltados ao planejamento energético no Brasil.

³⁶ Disponíveis em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramentas-geouhr-i-e-geouhr-ii>

<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-usinas-hidreletricas-reversiveis-uhr-desafios-para-insercao-em-mercados-de-energia-eletrica->

³⁷ Disponível em:

<https://pumped-storage-forum.hydropower.org/resources/publications>

3.5 Rodada Livre

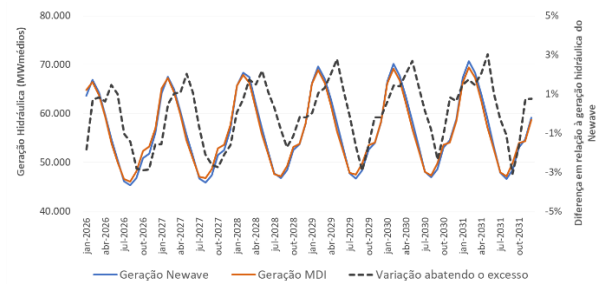
A avaliação dos requisitos do sistema necessários até 2031 é etapa importante no processo de planejamento. A partir dela pode se abrir um conjunto de possibilidades para composição da expansão indicativa do sistema. Dessa forma, para auxiliar na análise, foi elaborado um cenário denominado “Rodada Livre”, que tem a finalidade de apresentar o resultado de mínimo custo visto pelo modelo matemático, antes de incorporar todo o conjunto de premissas descritas na seção 3-6. Esta avaliação, que faz parte das análises de expansão desde o PDE 2026, pode ser utilizada como um referencial de custo que permite a comparação de diversas alternativas em relação ao resultado do modelo matemático de otimização.

As únicas restrições consideradas referem-se aos recursos disponíveis, e seus respectivos limites, para cada fonte e os custos associados às tecnologias.

Para a elaboração da Rodada Livre são percorridas todas as etapas de simulação exibidas na **Figura 3 - 2**, localizada no item que descreve a metodologia de elaboração do planejamento decenal. Como a metodologia utilizada faz uso de diferentes modelos matemáticos encadeados é necessário assegurar que eles estejam acoplados. Isso que significa que, mesmo que o MDI tenha uma modelagem matemática da operação do SIN mais simplificada que o Newave, ambos os modelos devem resultar em variáveis de geração compatíveis. No **Gráfico 3 - 23**, observa-se que a geração hidráulica média mensal para o período entre 2026

e 2031, principal intervalo para as indicações de expansão deste PDE, apresenta sincronia de valores tanto em tempo como em grandeza. As diferenças entre ambos resultados variam entre -3% a 3% pelo período. Com isso, garante-se o acoplamento requerido pelo planejamento, e assegura-se que as decisões de investimento tomam por base as perspectivas de operação aderentes ao que o modelo de operação visualiza.

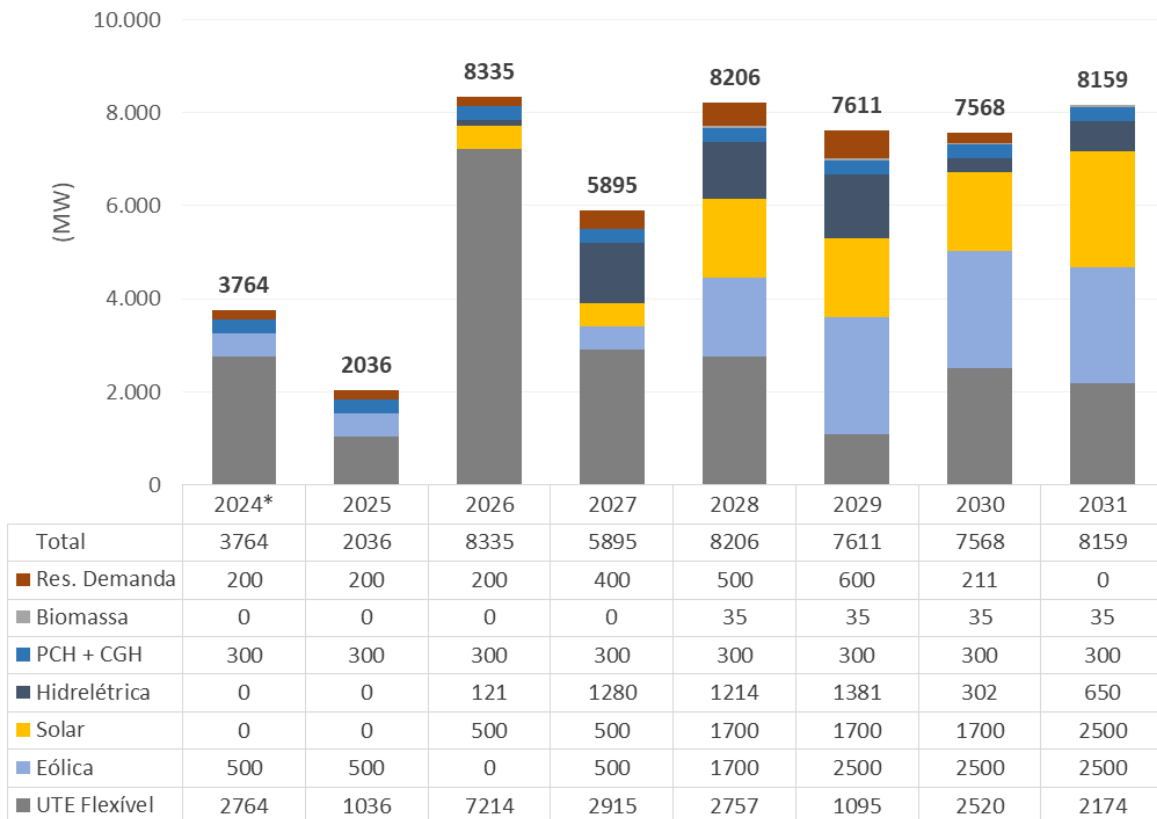
Gráfico 3 - 23: Acoplamento entre MDI e Newave através da Geração Hidráulica média mensal



Fonte: Elaboração própria.

Como resultado, conforme exibido no **Gráfico 3 - 24**, a “Rodada Livre” indica que a expansão ótima sob a perspectiva puramente de mercado é composta essencialmente por fontes renováveis com contribuição para energia, sendo complementada, sobretudo para atendimento do suprimento de potência, por termelétricas sem parcela de geração compulsória, assim como resposta da demanda e modernização de UHE, que se mostram opções competitivas para esta função.

Gráfico 3 - 24: Expansão Indicativa da Rodada Livre



Fonte: Elaboração própria.

Nota: A expansão indicativa em 2024 acumula eventuais decisões do MDI pela manutenção de termelétricas existentes que findam seus contratos antes dessa data.

A elevada expansão indicativa para suprimento de potência no ano de 2026 é reflexo da desconsideração de usinas termelétricas em final de contrato bem como a nova representação das restrições operativas das UHE. Parte dessa indicação já foi contratada no primeiro Leilão de Reserva de Capacidade³⁸.

As térmicas desta expansão indicativa correspondem a novos empreendimentos totalmente flexíveis e ao *retrofit* de parte das usinas existentes que foram retiradas do caso base. Mesmo que tais empreendimentos tenham como papel principal garantir o atendimento à demanda máxima, essas tecnologias também estarão

disponíveis para agregar energia ao sistema em cenários críticos, ainda que com menor probabilidade de ocorrência.

Também com o propósito de agregar potência ao SIN, a modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes novamente se mostra alternativa viável para a expansão, totalizando 4.300 MW. Após hiato em ciclos anteriores da indicação de novos empreendimentos hidrelétricos, a Rodada Livre traz a indicação da usina hidrelétrica de Bem Querer³⁹ como participante da expansão indicativa, com perspectiva de entrada no ano de 2031. A usina, que está localizada no Rio Branco, possui 650 MW de capacidade instalada e se configura como opção

³⁸ Cabe lembrar que o resultado do primeiro LRC não foi considerado nas simulações do PDE 2031 devido à data de referência deste plano.

³⁹ Cabe destacar também que a UHE Tabajara obteve autorização para realização de audiências públicas. A depender

de como se desenvolva seu processo de licenciamento, esta usina poderá participar de leilões de energia ainda no horizonte deste PDE.

atrativa para suprimento do SIN devido ao comportamento de seu regime hídrico. Como mostra a sazonalidade do requisito de energia do SIN, apresentada no **Gráfico 3 - 17**, é no período seco das bacias hidrográficas onde se encontram os maiores reservatórios de acumulação do SIN que as maiores necessidades do sistema ocorrem. A sazonalidade complementar da UHE Bem Querem em relação às demais regiões faz com que esta usina se mostre como um importante recurso para atender aos requisitos do sistema.

A nova proposta de representação das restrições hídricas neste PDE, tornando a simulação mais aderente a operação verificada, levou ao aumento do requisito de energia do sistema, conforme mostrado anteriormente, o que foi refletido na expansão de energia para a Rodada Livre, em comparação com os planos passados. O maior requisito, resultando em maior expansão, levou, além da indicação da usina de Bem Querem, ao expressivo incremento de usinas fotovoltaicas e eólicas, para compensar o maior gasto energético das UHE para atender aos requisitos do sistema.

Outro aspecto importante que este resultado do PDE 2031 apresenta é o impacto da consideração de diferentes faixas de custo para as usinas eólicas e fotovoltaicas. Essa nova modelagem fez com que o MDI refletisse a interseção e similaridade dos preços que essas tecnologias têm apresentado nos leilões de energia e na comercialização no mercado livre. Nos ciclos anteriores o custo para expansão era definido por apenas um único valor representativo para cada tecnologia. Isso levava o modelo a escolha de apenas uma opção, tornando necessário limitar valores máximos e mínimos por fonte para que a matriz refletisse diversificação. Já no PDE 2031 o próprio modelo matemático passa a intercalar a expansão para essas diferentes tecnologias. Além de tornar mais aderente ao que vem se realizando, a representação por faixas de custo explicita o quanto e como as diferentes características atendem as necessidades do sistema, trazendo mais informação

sobre as duas opções mais competitivas atualmente quando focado apenas no requisito de energia.

Quando analisado o período pós horizonte decenal, entre 2032 e 2036, o MDI mantém o perfil de expansão dos anos anteriores. Com o esgotamento do potencial disponibilizado para as faixas de menor custo, o modelo mantém a expansão renovável com indicação da terceira faixa de custos de fotovoltaicas e a quarta faixa para eólica. Além de reforçar os ganhos obtidos com a nova modelagem dos custos para ofertas candidatas, esse resultado também sinaliza para a competitividade dessas tecnologias, mesmo considerando a dispersão existente no vasto potencial nacional. A complementação de potência nesse horizonte se dá basicamente através de termelétricas sem geração compulsória, já que todo potencial disponibilizado para ampliação de UHE e resposta da demanda são escolhidos ainda no período decenal. Fica claro, com isso, a importância do aprofundamento de estudos para definição, cada vez mais precisa, do quanto essas tecnologias podem agregar ao SIN

Os resultados da expansão indicativa da Rodada Livre apresentam valores totais de R\$ 173,5 bilhões de novos investimentos no período decenal. Para realizar a operação deste sistema projetado seriam necessários um total de R\$ 93 bilhões⁴⁰.

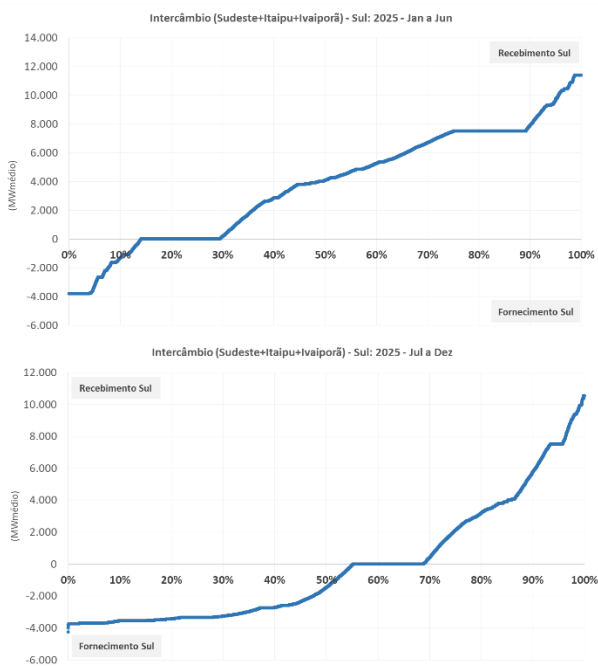
Conjunturas desafiadoras para a operação, como o recente cenário de escassez hídrica especialmente das regiões Sudeste e Sul do país, fazem com que os sistemas de transmissão e recursos térmicos locais sejam mais utilizados para o fechamento do balanço de atendimento a demanda. Por isso, os reforços de transmissão previstos para ampliar a capacidade de interligação entre esses dois subsistemas, Sudeste e Sul, merecem atenção quanto aos seus prazos previstos para entrada em operação. O PDE 2031 considera expansões já contratadas com previsão de entrada para 2022 e 2027. É fundamental o acompanhamento e efetivação dessas ampliações para poderem contribuir para o atendimento de energia e potência do SIN neste horizonte de curto e médio prazo. Além

⁴⁰ Valores totais para a operação entre 2021 e 2031, sem considerar valor presente.

desses reforços, a efetivação da oferta contratada no Procedimento de Contratação Simplificado (PSC)⁴¹, realizado em 2021 para aumentar a oferta do SIN entre 2022 e 2025, é necessária para assegurar, sobretudo, o atendimento de potência nesse horizonte.

A atenção a ser voltada para a região Sul pode ser observada no **Gráfico 3 - 25**, que apresenta os fluxos de recebimento e de fornecimento do Sul, em MWmédio, referente ao patamar de carga média (que equivale a aproximadamente 20% das horas dos meses analisados), para o ano de 2025. Observa-se que em ambos sentidos de fluxos de energia, a capacidade dos intercâmbios é atingida. Apesar de 70% dos cenários apresentar a região Sul como importadora de energia em 2025, são os cenários de exportação que apresentam mais restrições, em cerca de 10% da amostra.

Gráfico 3 - 25: Fluxos nos intercâmbios de Recebimento e Fornecimento do Subsistema Sul: 2025



Fonte: Elaboração própria.

Outra diferença em relação aos ciclos anteriores é que na Rodada Livre do PDE 2031

também é indicada a expansão de interligações regionais como parte da solução de minimização de custos de investimento e operação para o horizonte do planejamento decenal. A evidência dessa necessidade, que aproxima os estudos energéticos das análises elétricas mais detalhadas, também se deve a percepção mais aderente a realidade de cenários críticos, consequência da nova representação das restrições operativas.

Em termos de montantes, os modelos eletroenergéticos sinalizam a necessidade de, aproximadamente, 900 MW de ampliação para o intercâmbio entre os subsistemas Sudeste e Sul quando examinado o horizonte até o ano de 2031. Essa indicação está aderente à necessidade apresentada no Capítulo 4 deste PDE, onde estudos elétricos detalhados fundamentam também essa expansão. Olhando além do horizonte decenal, quando analisado o período entre 2032 e 2036, o MDI indica ampliações adicionais nas interligações. Ainda sobre o intercâmbio das regiões Sudeste-Sul, são apontados incrementos em todos os anos, totalizando cerca de 4.000 MW até 2036. Também são indicadas ampliações para o escoamento do excedente de oferta da região Nordeste, devido ao crescimento das fontes renováveis variáveis desta região, que se mostram competitivas para a minimização dos custos totais de investimentos do SIN. As ampliações desta interligação percebida pelos estudos energéticos iniciam em 2033 e também ocorrem anualmente até 2036, quando totalizam cerca de 5.000 MW.

Avaliações elétricas detalhadas sobre a necessidade de ampliação das interligações para o horizonte pós-decenal estão sendo conduzidas e apontarão as melhores estratégias de implantação, considerando não só as necessidades crescentes, mas também o escalonamento temporal adequado para as ampliações.

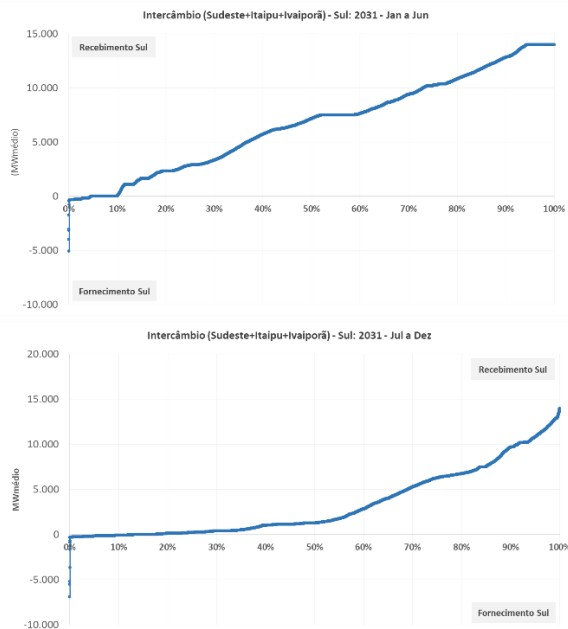
A expansão indicativa do sistema de transmissão reforça o papel ativo do planejamento em antever ações para o atendimento dos critérios

⁴¹ Assim como os resultados do primeiro LRC, o PCS também não foi considerado nas simulações do PDE 2031 devido à data de referência deste plano.

de energia e potência do SIN, avaliando economicamente alternativas que podem agregar tanto oferta de geração regional como de conexões inter-regionais.

Portanto, ao seguir as projeções de expansão de oferta da Rodada Livre, o uso desse intercâmbio tem perspectiva de ser intensificado, especialmente no recebimento pela região Sul, como ilustra o **Gráfico 3 - 26** para o ano de 2031. Nota-se que, mesmo com a ampliação dos limites, os fluxos chegam a ser restringidos em cerca de 10% dos cenários hidrológicos.

Gráfico 3 - 26: Fluxos nos intercâmbios de Recebimento e Fornecimento do Subsistema Sul: 2031



Fonte: Elaboração própria.

De modo a monitorar a adequação da expansão indicada pela Rodada Livre também foram calculados os índices utilizados pelos critérios de suprimento de energia e potência. Como as simulações do PDE 2031 não consideram os resultados do PCS, os gráficos serão apresentados a partir de 2026. Cabe registrar, mais uma vez, que a efetivação da oferta contratada no procedimento simplificado é importante para a garantia das condições de atendimento de potência do SIN até o

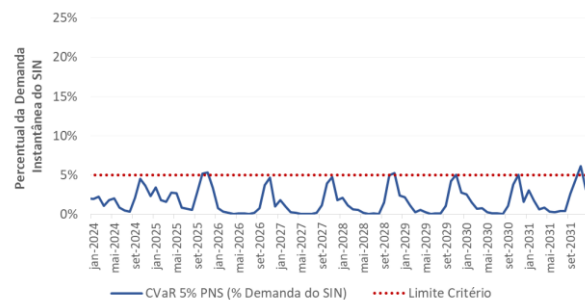
ano de 2025. Além disso, o acompanhamento constante das condições operativas do sistema, tal como é feito pelo CMSE, também se faz necessário. A região Sul do país carece de especial atenção nesse sentido, por ser recebedora de potência das demais regiões do SIN, principalmente em cenários hidrológicos críticos.

Apesar de os resultados do LRC também não fazerem parte da simulação, devido à possibilidade de expansão de novas tecnologias para suprimento de potência no período de operação da oferta contratada neste certame, deve-se considerar que uma parcela da oferta indicativa já foi contratada. Dessa forma, a avaliação a partir de 2026 não é prejudica pela não consideração do LRC.

Para o critério de potência, apresentado no **Gráfico 3 - 27**, em todos os anos do horizonte o limite é atingido, de modo pontual no mês de setembro⁴². Já para o critério de energia, os parâmetros associados a cada métrica ficam abaixo dos limites em todo período. O critério de CVaR da ENS (% da Demanda) fica sempre abaixo de 0,3% em todo horizonte de estudo e por esse motivo não é apresentado no presente relatório. O CVaR 10% do CMO é apresentado no **Gráfico 3 - 28**.

Em outras palavras, os resultados indicados na Rodada Livre cumprem o objetivo de indicar uma expansão balizada especialmente em aspectos de mercado, com os critérios de suprimento de energia e potência atendidos.

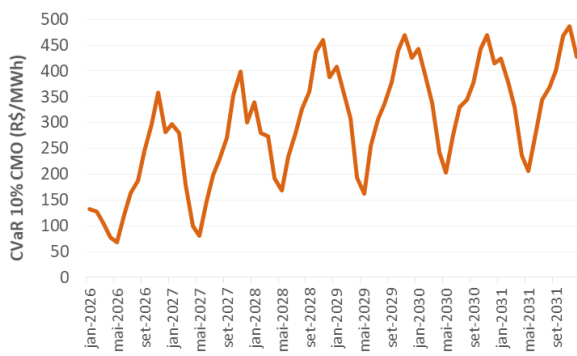
Gráfico 3 - 27: Critério de Suprimento de Potência



Fonte: Elaboração própria.

⁴² Em 2031, em um único mês, esse valor chega a 6%, o que será monitorado pelo planejamento.

Gráfico 3 - 28: Critério de suprimento de energia – CVaR CMO

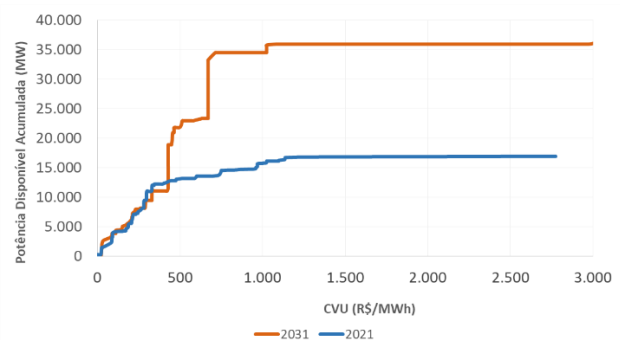


Fonte: Elaboração própria.

Outro resultado relevante da Rodada Livre é apresentado no **Gráfico 3 - 29**, que traz a potência disponível acumulada por CVU, comparando a configuração do início do horizonte, em 2021, com o final do horizonte decenal, onde está incluída a expansão indicativa. Percebe-se que a expansão indicativa, além de agregar mais oferta ao sistema, reduz o custo variável a ser pago quando ela for utilizada. Por exemplo, com a configuração de 2021 para um CVU máximo de R\$ 500/MWh são disponibilizados cerca de 13.000 MW de oferta termelétrica ao SIN. Com este mesmo CVU, para a

configuração de 2031, cerca de 22.000 MW são disponibilizados, já considerando a evolução dos preços de combustível adotada no PDE. Outro aspecto que pode ser observado neste mesmo gráfico é que mais de 33.000 MW são disponibilizados ao SIN nesta expansão indicativa, com custo variável inferior a R\$ 700/MWh, demonstrando que a estratégia apontada neste cenário, utilizando termelétricas sem despacho compulsório, é capaz de reduzir o custo de geração de energia nos momentos em que seu uso se fizer necessário, quando comparado ao parque atual.

Gráfico 3 - 29: Potência disponível por CVU para a configuração de 2021 e 2031 – Rodada Livre



Fonte: Elaboração própria.

3.6 Política Energética e Principais Premissas para o Cenário de Referência

Nesta seção será descrito o conjunto de políticas energéticas incluídas na simulação do MDI para elaboração do Cenário de Referência do PDE 2031. O Cenário de Referência é uma possível realização de futuro, sendo composto pelas mesmas opções de expansão da Rodada Livre, porém incorporando as diretrizes de políticas energéticas estabelecidas: (i) pelo MME; (ii) pelo Poder Legislativo.

No tocante ao Poder Legislativo, o conjunto de diretrizes utilizadas no PDE 2031 considera a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021 e, também, a Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021.

As diretrizes utilizadas para atender o disposto na Lei nº 14.182/2021 são:

- I. Para representar o disposto no artigo 21, que define que 50% da demanda declarada pelas distribuidoras dos leilões de energia nova A-5 e A-6 deverão ser destinados à contratação de centrais hidrelétricas de até 50 MW (cinquenta megawatts), até o atingimento de 2.000 MW (dois mil megawatts), o PDE 2031 traz a expansão uniforme de PCH, com limite mínimo e máximo de 400 MW/ano e 800 MW/ano, a partir de 2026.

- II. Para representar o disposto no artigo 20, que trata da contratação de usinas termelétricas a Gás Natural, com inflexibilidade operativa de, pelo menos 70%, em regiões específicas, no total de 8.000 MW, o PDE 2031 trará a inclusão de:
- Para a região Norte: 1.000 MW em 2026, 1.000 MW em 2027 e 500 MW em 2028;
 - Para a região Nordeste: 1.000 MW em 2027;
 - Para as regiões Sudeste e Centro-Oeste: 2.500 MW em 2028, 1.000 MW em 2029 e 1.000 MW em 2030.
- III. Para representar o disposto no artigo 23, que trata da possibilidade de renovação dos contratos do PROINFA, simulou-se no Cenário de Referência a prorrogação de todos os parques deste programa.
- Limite de 3.500 MW/ano, a partir de 2024, para a expansão total de eólica *mais* solar fotovoltaica;
 - Limite de expansão total de 6.000 MW de solar fotovoltaica até 2031;
 - Estabelecimento de expansão uniforme, com limite mínimo 80 MW/ano e máximo de 400 MW/ano, para empreendimentos à biomassa;
 - Expansão estabelecida em 50 MW/ano, a partir de 2026, para empreendimentos de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU);
 - Inclusão de uma nova planta Nuclear de 1.000 MW, na região SE/CO, em 2031⁴³;
 - Expansão de 350 MW/ano de empreendimentos à Carvão Mineral, através da modernização do parque existente ou de sua substituição por plantas mais modernas, na região Sul, a partir de 2028, com inflexibilidade de 30%⁴⁴.

Além dos dispostos nas referidas Leis, o PDE 2031 segue as seguintes diretrizes de política energética:

3.7 Cenário de Referência

Tendo como base o conjunto de premissas, sumarizadas no item anterior, e percorrendo toda a metodologia de elaboração de expansão da oferta para o horizonte decenal, a expansão indicativa para o Cenário de Referência apresenta um total de, aproximadamente, 43.000 MW, indicada para o período até 2031. O Gráfico 3-30 apresenta essa oferta, onde nota-se a predominância de termelétricas, flexíveis (sem obrigação de despacho) e inflexíveis (com geração compulsória),

correspondendo a quase 60% do total indicativo, em termos de capacidade instalada. Dentre esse montante encontram-se usinas a gás natural, carvão mineral e nuclear, esta última no ano de 2031.

As fontes renováveis também possuem relevância na expansão deste cenário, representadas principalmente por eólicas e PCHs centralizadas, além da solar fotovoltaica, que possui um expressivo crescimento na geração distribuída. Neste cenário, a

⁴³ No que se refere à expansão nucleoeletrica no horizonte decenal, cabe destacar dois pontos se mostram importantes de serem superados para a instalação das futuras usinas nucleares brasileiras, em linha com a indicação de política energética. O primeiro tem relação com o licenciamento nuclear do local para instalação de reatores, sendo importante possibilitar o uso de um conjunto de parâmetros de segurança para permitir o licenciamento do sítio de forma independente da tecnologia a ser implantada e possibilitar a realização de um processo competitivo entre os diversos fornecedores, viabilizando a incorporação dos devidos ganhos no custo final do

empreendimento. O segundo ponto refere-se à definição da localização das futuras usinas. Observa-se que a Constituição Federal de 1988, em seu Artigo 225, Inciso VII, §6º, estabelece que "As usinas que operem com reator nuclear deverão ter sua localização definida em lei federal, sem que não poderão ser instaladas". Assim, torna-se necessário regulamentar esse processo por meio de legislação complementar.

⁴⁴ Esta restrição está aderente ao disposto no Art. 4º da Lei 14.299/2022, publicada posteriormente a data de início dos estudos deste PDE.

MMGD chega a 13% da capacidade instalada total em 2031.

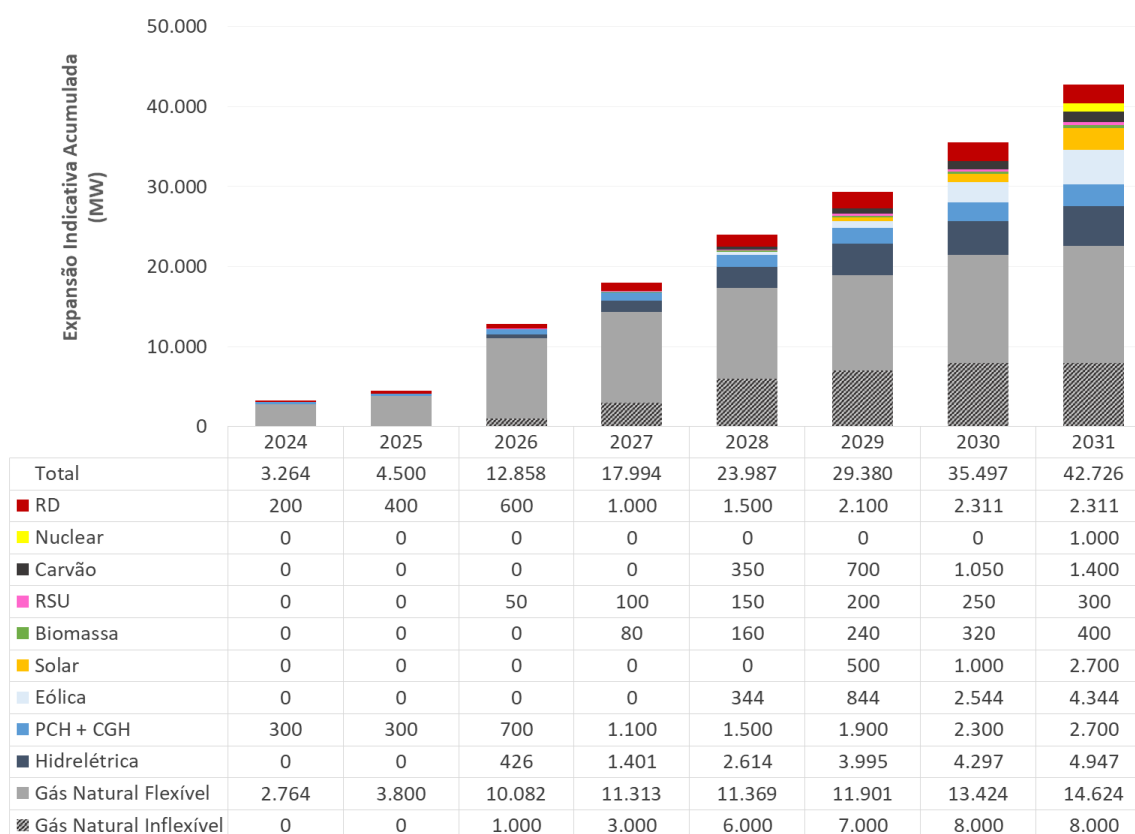
Os resíduos sólidos urbanos novamente são indicados a título de política energética e ambiental, apresentando um expressivo aumento de participação quando comparado ao PDE passado. No ciclo atual, a expansão centralizada desta tecnologia é de 50 MW por ano, totalizando 300 MW até 2031.

O mecanismo de resposta da demanda possui boa participação no atendimento à capacidade de potência, chegando a mais de 2 GW de expansão no horizonte decenal, mostrando-se como uma opção robusta para o atendimento do requisito de potência. Este resultado corrobora a importância de aprofundar os estudos para a introdução da resposta

da demanda na operação do SIN, como já realizado no decorrer de 2021. É necessário a verificação dos pontos positivos e melhorias no programa realizado, com o principal objetivo de trazer o maior número de participantes neste mecanismo, com regras claras e segurança regulatória.

Assim como sinalizado também na Rodada Livre, junto com a modernização de usinas hidrelétricas existentes, essa tecnologia se mostra importante alternativa para complementação do atendimento de potência. Essas duas opções vêm demonstrando atratividade econômica de modo recorrente nos estudos do PDE.

Gráfico 3 - 30: Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência



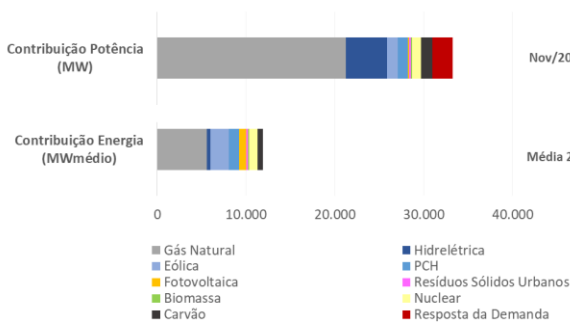
Fonte: Elaboração própria.

Nota: A expansão indicativa em 2024 acumula eventuais decisões do MDI pela manutenção de termelétricas existentes que findam seus contratos antes dessa data.

No Cenário de Referência a UHE Bem Querer também aparece como a única hidrelétrica nova para o horizonte decenal⁴⁵. Novamente, vale destacar os benefícios que este empreendimento pode trazer ao SIN pela sua complementariedade em relação ao regime hidrológico das outras bacias, agregando energia e potência quando os demais reservatórios tendem a receber menores afluências e apresentam tendência de esvaziamento.

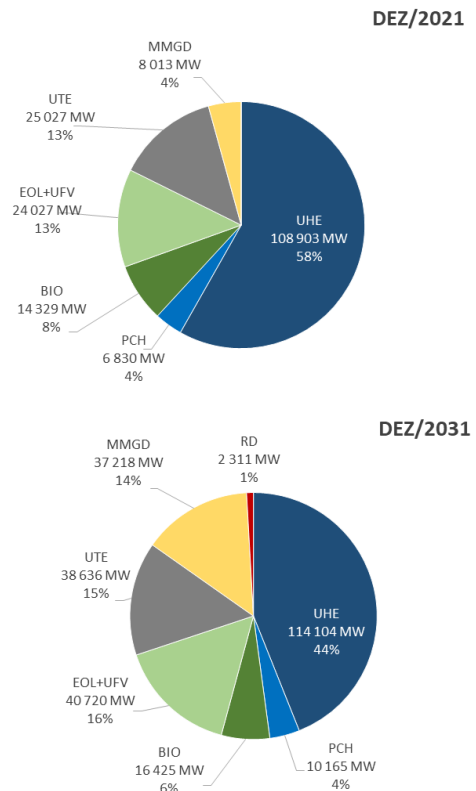
As tecnologias que compõem este cenário de expansão contribuem para o atendimento de energia e potência de modo a atender os requisitos do SIN. O **Gráfico 3 - 31** traz a contribuição de cada tecnologia para cada requisito, no ano de 2031. A contribuição de energia foi calculada em termos médios anuais, chegando a, aproximadamente, 12.000 MW médios no final do horizonte. Já a contribuição de potência foi estimada para o mês de novembro, e a oferta indicativa agrega mais de 33.000 MW ao sistema. O **Gráfico 3 - 32** apresenta configuração deste cenário para o início e final do horizonte decenal.

Gráfico 3 - 31: Contribuição de Energia e Potência da Expansão de Referência do PDE 2031



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 3 - 32: Configuração do Cenário de Referência do PDE 2031 em 2021 e 2031



Nota: Biomassa inclui RSU e Biogás
Fonte: Elaboração própria.

A expansão de Referência também indica ampliação do sistema de transmissão. No horizonte decenal as interligações entre os subsistemas Sudeste e Sul, contabilizam reforços da ordem de 800 MW até 2031.

Quando analisado o período após o horizonte decenal, entre 2032 e 2036, devido ao término da entrada de expansão para atendimento a Lei 14.182, o MDI volta a indicar expressivo montante de oferta eólica e fotovoltaica, totalizando 17.500 MW nesse período (ou seja, mais que o dobro do montante indicado no horizonte decenal). A complementação de potência para o pós horizonte é predominantemente realizada por termelétricas sem geração compulsória.

⁴⁵ A UHE Tabajara obteve autorização para realização de audiências públicas. A depender de como se desenvolva seu

processo de licenciamento, esta usina poderá participar de leilões de energia ainda no horizonte deste PDE.

A postergação de expansões indicativas das fontes renováveis eólicas e solares em relação a simulação da Rodada Livre, faz com que as ampliações indicadas para as interligações entre o Nordeste e o Sudeste, com vistas a escoar os excedentes de energia pela primeira região, também sejam postergadas. Como resultado, cerca de 800 MW referentes à capacidade do sistema de transmissão NE-SE, necessários para acomodar as trocas de energia entre essas regiões, passam a ser configurados em 2036 neste Cenário de Referência.

É importante destacar que a expansão das interligações aqui apresentada reflete apenas a visão dos estudos energéticos. Estudos detalhados, realizados a partir das avaliações elétricas, são apresentados no Capítulo 4. A comparação entre as expansões de interligações para a Rodada Livre e o Cenário de Referência, onde este segundo cenário apresenta menor expansão, são reflexo da existência de políticas energéticas em praticamente todas as regiões do SIN. Esse “espalhamento” da oferta faz com que a troca de energia entre as regiões, de acordo com as diferentes características sazonais, seja reduzida, o que se reflete em menor expansão de intercâmbio para otimização. Por outro lado, apenas nos estudos elétricos será possível capturar a necessidade de intercâmbio para o escoamento da oferta sinalizada por essas políticas públicas. Como os estudos energéticos representam os subsistemas geo-elétricos de forma agregada, onde a rede de transmissão interna não é explicitada, não é possível capturar esse tipo de necessidade. Dessa forma, a análise apresentada nesta seção reflete apenas um aspecto do uso das interligações, enquanto a necessidade final de expansão de transmissão só poderá ser dada pelos estudos elétricos.

Os resultados da expansão indicativa do Cenário de Referência apresentam valores totais de R\$ 191,8 bilhões⁴⁶ de novos investimentos no período decenal. Para realizar a operação deste

sistema no mesmo período seriam necessários um total de R\$ 145 bilhões⁴⁷.

Como resultado desta expansão, o processo de otimização resolvido pelos modelos matemáticos reflete os custos marginais de expansão do sistema, como apresentado na **Tabela 3 - 5**.

Tabela 3 - 5: CME da Expansão de Referência

CME - Expansão de Referência	Valor médio de 2027 a 2031 (R\$/MWh)
Custo Marginal de Expansão (CMEenergia), restrição de energia	53
Custo Marginal de Expansão (CMEduplo), restrição de energia e capacidade	90

Como apresentado na seção 3.2.1 deste relatório, diante das alterações propostas para modelagem da inflexibilidade hidrelétrica o CMO não seria mais suficiente para sinalizar todas as necessidades de expansão do sistema. Dessa forma, tanto para a expansão livre⁴⁸ como para a expansão de referência observa-se o descolamento entre os valores de CMO médio anual e CME. Para a expansão do Cenário de Referência os valores de CMO obtidos foram de R\$ 35,37/MWh, para a média anual no segundo quinquênio, enquanto o CME que considera as restrições de energia e potência foi de R\$ 90,38 /MWh, e apenas com a restrição de energia de R\$ 52,66/MW.

A princípio, esses descolamentos poderiam indicar que as expansões resultantes não compensam, ou seja, operar e estressar o sistema existente e já contratado seria mais barato que promover investimentos de expansão. No entanto, diante das premissas de geração e custos utilizadas na modelagem, constata-se que, sem as soluções de expansão indicadas, os critérios de suprimento,

⁴⁶ Estes valores não incluem o investimento em gasodutos e pontos de suprimentos nas respectivas localizações das usinas.

⁴⁷ Valores totais para a operação entre 2021 e 2031, sem considerar valor presente.

⁴⁸ Na expansão da Rodada Livre o CMO médio anual observado para o 2º quinquênio foi de R\$ 66,90 /MWh, enquanto que o

CME duplo foi de R\$ 157,44 /MWh e o CME energia foi de R\$ 121,04/MWh. Cabe ressaltar, entretanto, que o valor de CME do PDE 2031 é dado pelo Cenário de Referência, sendo o valor referente à Rodada Livre utilizado apenas para a análise aqui apresentada.

principalmente de potência, não são atendidos no horizonte decenal.

Outra interpretação possível é de que os retornos da operação não são suficientes para remunerar os investimentos propostos. Mesmo para a Rodada Livre, onde tanto o CME quanto o CMO possuem menor influência das restrições de expansão, inflexibilidades operativas ou políticas energéticas, esse resultado pode indicar que, eventualmente, a operação do sistema tem sido modelada de forma que os efeitos da aversão ao risco desejada pela sociedade, e expressa pelos critérios de suprimento, não reflitam no preço da forma devida. Além do constante trabalho de calibração do CVaR nos modelos computacionais, conduzido pela CPAMP, outros aspectos podem influenciar para tal descolamento, tais como valor e forma de representação do custo de déficit na modelagem, parâmetros para geração de cenários de energia natural afluente, representação de incertezas das fontes renováveis variáveis e da carga, limites de transmissão, dentre outros.

Essa hipótese pode ensejar reflexões futuras importantes para ajustes de parâmetros e premissas na cadeia de modelos do setor. Como em relação à definição do custo de déficit, visto que o mesmo poderia estar baixo em relação ao real custo percebido pela sociedade diante da ocorrência de escassez de oferta. Além disso melhorar a representação para a necessidade de atendimento a carga, especialmente em patamares de menor duração, é fundamental. Só assim a estimativa dos custos marginais de operação de longo prazo poderá capturar também essa necessidade. Eventualmente, a utilização de custo de déficit expressivo para o patamar de ponta, representando custos de interrupção do sistema, pode aprimorar a política operativa proposta pelo modelo de longo prazo.

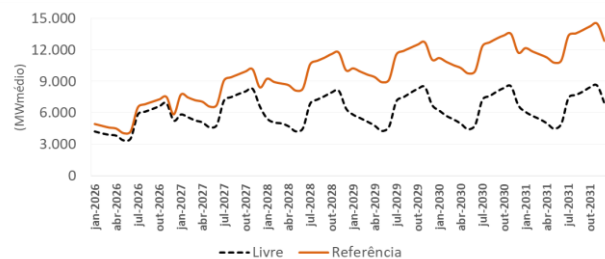
Caso mesmo após os possíveis ajustes citados mantenham o CMO abaixo do CME necessário para atendimento dos critérios de suprimento, a hipótese de que os retornos da operação não são suficientes

para remunerar os investimentos propostos se fortalece. Nesse caso, esse resultado pode indicar ao ambiente de contratação a necessidade de receitas complementares, que venham a cobrir não apenas as já esperadas falhas de mercado⁴⁹, mas também o custo necessário para viabilização do investimento na adequabilidade da matriz.

Em função do Cenário de Referência considerar a aplicação das políticas energéticas na determinação da expansão da oferta, especialmente para as usinas termelétricas, os resultados das variáveis operativas são impactados.

O **Gráfico 3 – 33** apresenta a geração termelétrica total do SIN, média dos 2.000 cenários simulados pelo Newave, para o horizonte de 2026 a 2031, resultante das simulações para a Rodada Livre e para o Cenário de Referência. É compreensível esta última projetar maior geração das UTE, visto que o nível de geração compulsória aplicado como premissa de expansão a gás natural definida pela Lei 14.182 de 2021 é de, pelo menos, 70% da respectiva oferta prevista para entrar em operação nesse horizonte do planejamento decenal.

Gráfico 3 - 33: Geração Total Térmica do SIN: 2026 a 2031



Fonte: Elaboração própria.

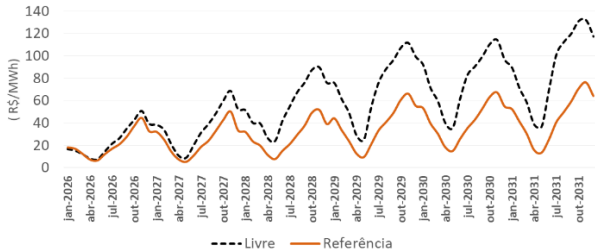
Outra consequência imediata da aplicação dos níveis de inflexibilidades termelétrica é notada no **Gráfico 3 – 34**, que apresenta os custos marginais de operação de energia mensal, em R\$/MWh, para o SE/CO. As demais regiões apresentam comportamento semelhante. O Cenário de Referência apresenta valores inferiores quando

⁴⁹ Tema abordado em detalhe no item 3.2 do relatório de apoio ao Workshop Lastro e Energia, elaborado pelo Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/documents/20190816_workshop_lastro_energia.pdf).

comparados com os valores da Rodada Livre. A redução média no período de 2026 a 2031 é de aproximadamente 50% para os quatro subsistemas principais do SIN.

Gráfico 3 - 34: CMO médio mensal para SE/CO



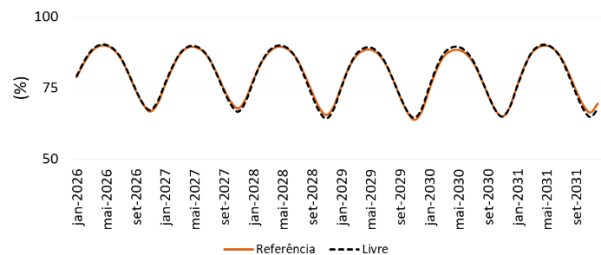
Fonte: Elaboração própria.

Ainda que os gráficos anteriores tenham mostrado que o valor do CMO do Cenário de Referência tende a ser inferior aos da Rodada Livre, em termos de custos totais de operação a situação é distinta. Ao se considerar o valor presente⁵⁰ dos custos de operação de cada mês dos dois cenários, para o período de 2021 a 2036 o cenário de Referência apresenta valores superiores na ordem de R\$ 50 bilhões (63%) em relação à rodada Livre. O acréscimo dos custos de operativos deve-se, em especial, à substituição de fontes renováveis de CVU nulo, da Rodada Livre, por termelétricas inflexíveis, com geração compulsória, que levam ao aumento da geração térmica total apresentado no **Gráfico 3 - 33**. Estes valores de custos referem-se exclusivamente ao setor elétrico. É possível que uma análise integrada das demais cadeias de energéticos verifique ganhos em outros setores, em especial devido a expansão projetada da estrutura de fornecimento de gás natural.

Outra variável resultante da operação hidrotérmica do SIN, e que caracteriza a estratégia de gestão dos reservatórios das UHE para o seu balanço de atendimento, é a energia armazenada ao final de cada período mensal para o horizonte decenal. O **Gráfico 3 - 35** indica a energia armazenada final de cada mês, em percentual da energia armazenável máxima do SIN. É possível perceber que ambas as configurações têm

trajetórias de armazenamentos próximas. Ou seja, mesmo partindo de cenários de expansão com premissas distintas de oferta de geração, ambos mostram resultados similares quanto ao valor esperado mensal para a energia armazenada nos reservatórios de acumulação das UHE do SIN. Vale lembrar que as duas simulações já consideram a nova proposta de representação das restrições operativas, como apresentado ao longo deste relatório.

Gráfico 3 - 35: Energia Armazenada Final Mensal do SIN: 2026 a 2031



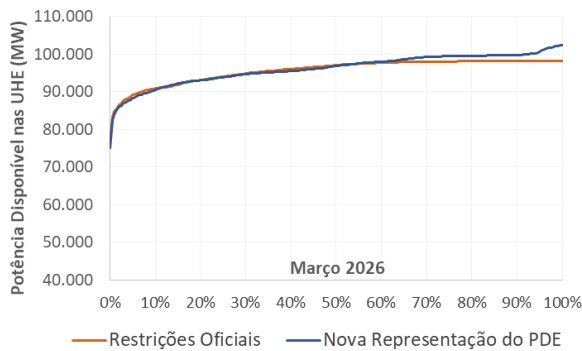
Fonte: Elaboração própria.

A nova representação das restrições operativas altera o comportamento da potência disponível (PDisp) nas UHE para o caso com expansão indicativa do Cenário de Referência. Os Gráficos 3-36 a 3-38 apresentam a comparação desta variável para os meses de março e novembro de 2026 e novembro de 2031, respectivamente. Em cada gráfico são comparados os resultados da simulação considerando as restrições oficiais e a nova abordagem proposta no PDE. Como pode-se notar, no mês de março de 2026, quando as UHE tendem a dispor elevado PDisp ao sistema, as principais diferenças ocorrem apenas nos melhores cenários. Já em novembro do mesmo ano, mês onde os reservatórios tendem a estar em níveis mais baixos e o sistema pode apresentar as maiores dificuldades para o suprimento de potência, além do mesmo efeito sobre os cenários de maior PDisp é possível notar, também a existência de cenários mais severos, próximos aos valores obtidos em 2020. O **Gráfico 3 - 38**, para novembro de 2031, confirma este fato, deixando claro que com a nova abordagem o PDE passa a identificar, em todo horizonte, a

⁵⁰ Utilizando uma taxa de desconto de 8% ao ano.

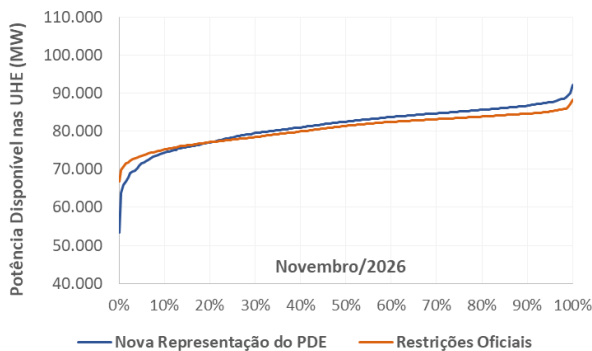
possibilidade de ocorrência de situações críticas para o atendimento, como as vividas no biênio 2020/2021. Outro ponto importante a destacar é que pela nova abordagem, que considera metas de geração hidráulica mínima para que as UHE possam dispor de flexibilidade operativa, a alocação do recurso energético é considerada em todas as etapas do estudo garantindo não só a disponibilidade do recurso como também contabilizando o gasto energético.

Gráfico 3 - 36: Potência Disponível – Usinas Hidrelétricas – SIN – março/2026



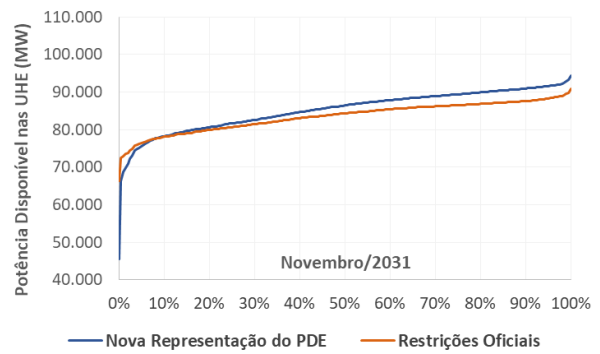
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 3 - 37: Potência Disponível – Usinas Hidrelétricas – SIN – novembro/2026



Fonte: Elaboração própria.

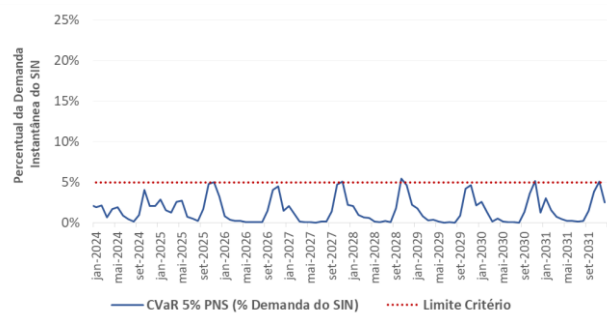
Gráfico 3 - 38: Potência Disponível – Usinas Hidrelétricas – SIN – novembro/2031



Fonte: Elaboração própria.

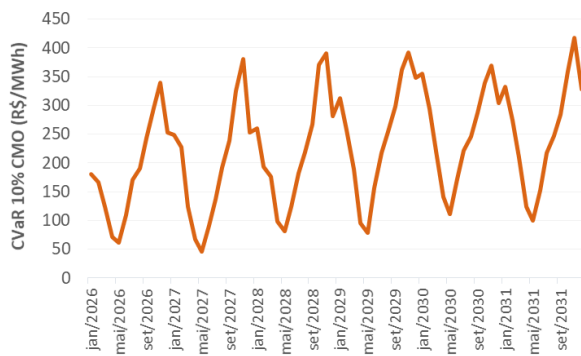
Os critérios de suprimento de energia e potência também se mostram atendidos para a expansão indicativa do Cenário de Referência, mesmo com a consideração de situações críticas. Para o critério de potência, apresentado no **Gráfico 3 - 39**, em poucos meses do ano, majoritariamente no mês de setembro, os limites são atingidos. Já para o critério de energia, apresentado no Gráfico 3-40, em nenhum momento o CVaR CMO atinge o limite estabelecido. Em outras palavras, assim como na Rodada Livre, a expansão indicada neste Cenário de Referência, que incorpora as diretrizes de Política Energética, os critérios de energia e potência são atendidos.

Gráfico 3 - 39: Atendimento ao critério de suprimento de potência



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 3 - 40: Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia



Fonte: Elaboração própria.

COMO VIABILIZAR A EXPANSÃO INDICATIVA COM O MARCO REGULATÓRIO ATUAL

O resultado do cenário de referência indica que a expansão por fontes menos competitivas economicamente no ACL (pela observação do mercado e pelo regramento atual de comercialização de certificados de garantia física) representa aproximadamente 3/4 da oferta

indicativa. Por outro lado, a expectativa para o período do Plano é de que o ACR apresente crescimento de demanda com representatividade da ordem de 1/4 do SIN. O desafio de aplicação do cenário de referência passa por equilibrar essa matemática. Para a geração termelétrica a gás natural já é previsto, por força da lei, a contratação pelo mecanismo de Reserva de Capacidade, mas a diferença ainda precisa ser equacionada.

A incerteza fica com relação ao comportamento dos agentes no ACL, se manterão a promoção da expansão do mercado com contratos *forward* de renováveis variáveis, ou se apostarão na contratação *ex-post*, considerando o regramento e os prazos atuais de liquidação de posições do mercado de curto prazo, a depender da destinação da energia associada ou certificados de Garantia Física da eventual contratação das outras fontes, tendo em vista inclusive a expectativa de CMO deste Plano.

3.8 Estimativa de Emissões de GEE

A **Tabela 3 - 6** apresenta o resumo dos níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa para o SIN, obtidos através da simulação do NEWAVE, para os cenários Livre e de Referência. São apresentados os valores de emissões para os anos de 2026 e 2031, bem como a diferença percentual entre esses anos para os dois cenários.

A Rodada Livre apresenta uma redução de emissões de 5,7 Milhões de tCO₂eq no período de 2026 a 2031, o que equivale a uma redução de cerca de 30%, em relação às emissões de 2026. Por outro lado, o Cenário de Referência registra um aumento de 14,7 Milhões de tCO₂eq, no período de 2026 a 2031, o equivalente a um acréscimo de 74% em relação ao valor de 2026.

A alternativa de referência do PDE 2031 apresenta uma estimativa de emissões para 2031 de 34,6 milhões de tCO₂eq. Cabe ressaltar que estes valores consideram apenas as emissões brutas (sem adoção de tecnologias de abatimento, remoção e/ou compensação ambiental) da geração elétrica centralizada. Entretanto, conforme apresentado no capítulo 10, os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia no horizonte decenal continuam a ser os setores de

transportes e industrial representando, em conjunto, quase 65% das emissões devidas à produção e consumo de energia em 2031.

Assim, não faz parte desta avaliação a potencial mitigação (redução e/ou remoção) de emissões em outros setores. De toda forma, eventuais oportunidades resultantes da expansão do mercado de gás natural, por exemplo, em especial de sua infraestrutura, podem se refletir em maior atratividade no uso desse energético em substituição de outros combustíveis mais poluentes.

Dessa maneira, apesar da expectativa de acréscimo das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico (expansão centralizada), conforme expansão do Cenário de Referência, é importante reforçar que os desafios de descarbonização e neutralidade de emissões líquidas, em linha com compromissos assumidos pelo Brasil, devem ser endereçados de forma mais abrangente. Os capítulos 7 e 10 deste PDE trazem maiores informações e detalhes adicionais sobre as possibilidades de mitigação das emissões que transcendem o setor elétrico.

Tabela 3 - 6: Estimativa de emissões de gases causadores do efeito estufa⁵¹

PDE 2031		Emissões		
		Milhões de tCO ₂ eq		Variação % de 2026 para 2031
Caso	Descrição	2026	2031	
2	Expansão de Referência	19,9	34,6	74%
1	Expansão da Rodada Livre	19,1	13,4	-30%

⁵¹ O cálculo de emissões apresentado na Tabela 3-6 considera apenas as usinas termelétricas com CVU maior que zero, a partir de dados individualizados. Dessa forma, os valores calculados mostram-se diferentes dos apresentados no capítulo 10 deste PDE.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

- *Os estudos de expansão da geração centralizada do PDE 2031 foram elaborados no período em que o sistema elétrico brasileiro enfrentava a maior crise hídrica de seu histórico. Nesse sentido, um dos principais objetivos almejados foi a incorporação de lições aprendidas, que apontassem para soluções estruturais de planejamento.*
- *A principal inovação trazida neste ciclo foi a nova proposta para representação das restrições operativas das UHE, tendo por base condições operativas percebidas durante o biênio 2020/2021. Com isso, o PDE evidencia, mais uma vez, a importância de que todo processo de planejamento deve ser “realimentado” a partir das condições percebidas na operação real do sistema.*
- *Os resultados demonstram que a nova abordagem proposta aproxima os estudos de planejamento da operação real. A análise das condições operativas futuras, a partir da geração hidráulica total, energia armazenada nos reservatórios e potência disponível das UHE com o uso da nova representação de restrições proposta neste ciclo demonstram que, com elas, os cenários futuros são capazes de visualizar situações extremas com maior probabilidade de ocorrência e, portanto, antecipar medidas mitigatórias.*
- *A nova representação das restrições também resultou em maiores requisitos de energia e potência do sistema. O reflexo desse requisito na expansão fica evidente quando se compara a oferta indicativa do PDE 2031 com ciclos anteriores, considerando que a demanda a ser atendida pela oferta centralizada apresentou redução em seu montante total.*
- *O cenário denominado Rodada Livre, que não considera os efeitos das políticas energéticas na expansão, mantém a tendência dos ciclos passados, com predominância da indicação de fontes renováveis para o atendimento de energia (em especial eólica e solar fotovoltaica) e complementação de potência através de termelétricas sem geração compulsória, modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes e resposta pela demanda.*
- *Ao incorporar as diretrizes de políticas energéticas, em especial o disposto na Lei n° 14.182 de 2021, identifica-se a substituição de parte da expansão indicativa de eólicas e solares centralizadas por termelétricas com geração compulsória movidas a gás natural, carvão mineral e nuclear. Essa mudança de composição da matriz resulta em um maior custo de operação para o sistema.*
- *As duas expansões apresentadas atendem aos critérios de suprimento de energia e potência, demonstrando serem alternativas viáveis para a expansão segura do sistema.*
- *Devido ao grande esforço de incorporação das lições aprendidas pelo passado recente, a elaboração dos estudos de sensibilidade what if será objeto de publicação complementar, a ser disponibilizada em breve.*

4. Transmissão de Energia Elétrica

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

Além disso, busca-se descrever e detalhar a evolução da capacidade de transmissão das interligações elétricas regionais dentro do horizonte do Plano Decenal, sendo este um insumo fundamental para a realização das análises energéticas do Capítulo 3.

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, 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 agosto de 2021. Assim:

- Apenas os estudos de planejamento emitidos até a data citada foram

considerados (os estudos envolvendo a expansão do sistema Norte/Nordeste e de suas interligações regionais, decorrentes da maior expansão renovável e da Lei nº 14.182/2021, não foram tratados).

- As datas de entrada em operação das obras de transmissão ainda sem outorga foram estimadas conforme os cenários de expansão caracterizados na seção 4.4.1.
- 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.
- Os resultados do Leilão de Transmissão nº 002/2021, realizado em data posterior à considerada como referência para este Plano, não foram considerados na caracterização dos empreendimentos 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](#).

4.1 Planejamento da Expansão da Transmissão

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

Os estudos de planejamento são realizados, dentro do horizonte do PDE, com base nas projeções de carga elétrica, no plano de expansão de referência de geração, e na evolução prevista para a topologia da rede elétrica.

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

Em seguida, o diagnóstico assim elaborado da rede elétrica resulta na realização de conjunto de estudos de transmissão, que compõem os relatórios R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Análise Socioambiental Preliminar, nos quais novos empreendimentos de transmissão são planejados e recomendados para solucionar os problemas

previamente identificados, realimentando a topologia da rede elétrica no processo de planejamento.

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

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

CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS

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

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

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

Cabe destacar que as atividades associadas a esse trabalho vêm sendo desenvolvidas com o suporte técnico de consultoria externa, estando previstas audiências públicas para a coleta de contribuições dos interessados, além de *workshops* para apresentações e discussões sobre os resultados intermediários.

Registra-se ainda que, paralelamente a essas atividades, EPE e ONS vêm realizando discussões sobre critérios diferenciados de confiabilidade para o atendimento a localidades conectadas por sistemas radiais, particularmente no caso de unidades da federação geograficamente distantes de outros centros urbanos, fator dificultador para a adoção de medidas emergenciais durante a ocorrência de contingências críticas. Os resultados dessa atividade serão incorporados à atualização do documento geral de critérios.

Estima-se que a elaboração do novo documento de critérios e procedimentos para o planejamento da expansão da transmissão seja concluída no primeiro semestre de 2023.

DIRETRIZES PARA OS RELATÓRIOS R

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

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

Atualmente, a EPE está analisando as contribuições encaminhadas pelos agentes ao MME, devendo propor nova atualização do documento no primeiro semestre de 2022.

4.2 Temas Importantes em Discussão

4.2.1 ADEQUAÇÃO DOS ESTUDOS PROATIVOS DE TRANSMISSÃO

Conforme destacado no Capítulo 3, as fontes eólica e solar devem atingir capacidade instalada de aproximadamente 40 GW no final do horizonte decenal. Esse aumento da inserção de renováveis na matriz energética traz novos desafios para o planejamento do sistema de transmissão. Um dos principais desafios está relacionado ao caráter indicativo da expansão da geração e à diferença de prazos entre de construção de usinas renováveis de menor porte (até 3 anos) e de linhas de transmissão (cerca de 5 anos), o que dificulta a adequada coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão.

Para mitigar esse efeito, a EPE vem desenvolvendo, desde o ano de 2013, os assim intitulados “Estudos Proativos de Transmissão”, que têm o intuito de antecipar o planejamento, dimensionamento e recomendação de grandes troncos para o escoamento da geração previamente prospectada.

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

No entanto, mais recentemente, com a redução dos valores de investimento para empreendimentos eólicos e fotovoltaicos e consequente maior competitividade e protagonismo dessas fontes na expansão da oferta de geração no Ambiente de Contratação Livre – ACL, novos desafios foram lançados ao planejamento da transmissão, que passou a contar com maior dificuldade no

gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração, reduzindo a previsibilidade dos montantes e da sua localização.

Além disso, cabe destacar que essa nova dinâmica de expansão da oferta renovável perpassa a própria necessidade de atendimento ao crescimento da demanda do SIN, conforme indicado historicamente nos PDEs, abarcando interesses de mercado que decorrem da maior competitividade das novas tecnologias, podendo inclusive resultar na substituição de contratos de fornecimento de energia existentes ao invés de configurar, propriamente, novas expansões.

Essa questão é evidenciada pelos números de projetos em processo de acesso junto ao ONS (sistema SGAcesso), que totalizam quase 180 GW de oferta, sobretudo em função da Lei nº 14.120/2021, que estabelece uma data de encerramento para os descontos nas tarifas de transporte de energia dos agentes geradores, sendo que, de acordo com o Capítulo 3, a expectativa de contratação adicional até o final da década, considerando todas as fontes, é de 40 GW. Dessa forma, planejar um sistema de transmissão para a integração de todos os projetos em processo de acesso levaria a uma expansão capaz de transportar 4,5 vezes a demanda de energia do País no horizonte decenal, gerando custos excessivos e desnecessários aos pagantes dos sistemas de transmissão por meio das tarifas de transporte.

Considerando o exposto, e buscando atender às necessidades de expansão, superando os desafios impostos ao planejamento, principalmente no tocante à gestão de informações, a EPE começou a aprimorar a sistemática anteriormente aplicada nos estudos proativos da transmissão.

Dentro desse contexto, no ano de 2021, estratégias inovadoras foram adotadas na definição do potencial de energia renovável a ser considerado nos estudos proativos de transmissão atualmente

em andamento nas Regiões Norte e Nordeste (item 4.3.2), conforme detalhado no relatório EPE-DEE-NT-072/2021 – “Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial”, de julho de 2021.

De forma geral, a projeção do montante total de capacidade instalada para essas fontes no ano horizonte dos estudos considerou: (i) os montantes de energia já contratada via leilões do ACR; (ii) a capacidade dos empreendimentos do ACL em fase avançada de acesso à rede, com parecer de acesso emitido e CUST/CUSD assinado, com data em operação prevista para ocorrer até o ano 2025 e (iii) os incrementos anuais de geração indicativa, a partir do ano 2026, sinalizados no cenário de referência do PDE 2030, aprovado à ocasião, o que resultou em potência total de 57 GW até o ano 2030.

No âmbito do referido estudo, também houve criterioso processo para a definição da distribuição espacial dos montantes de expansão indicativa sinalizados pelo PDE, na rede de transmissão.

Com este objetivo, foram analisadas informações disponíveis não apenas no sistema AEGE (EPE), como também nos sistemas SIGEL (ANEEL), e SG Acesso (ONS), o que possibilitou a avaliação de ampla amostra de dados de localização de projetos renováveis.

A partir da maior amostra avaliada, foi possível identificar os pontos de rede com maior interesse do mercado para conexão de novos empreendimentos, e, com base nisso, foi formulada metodologia de

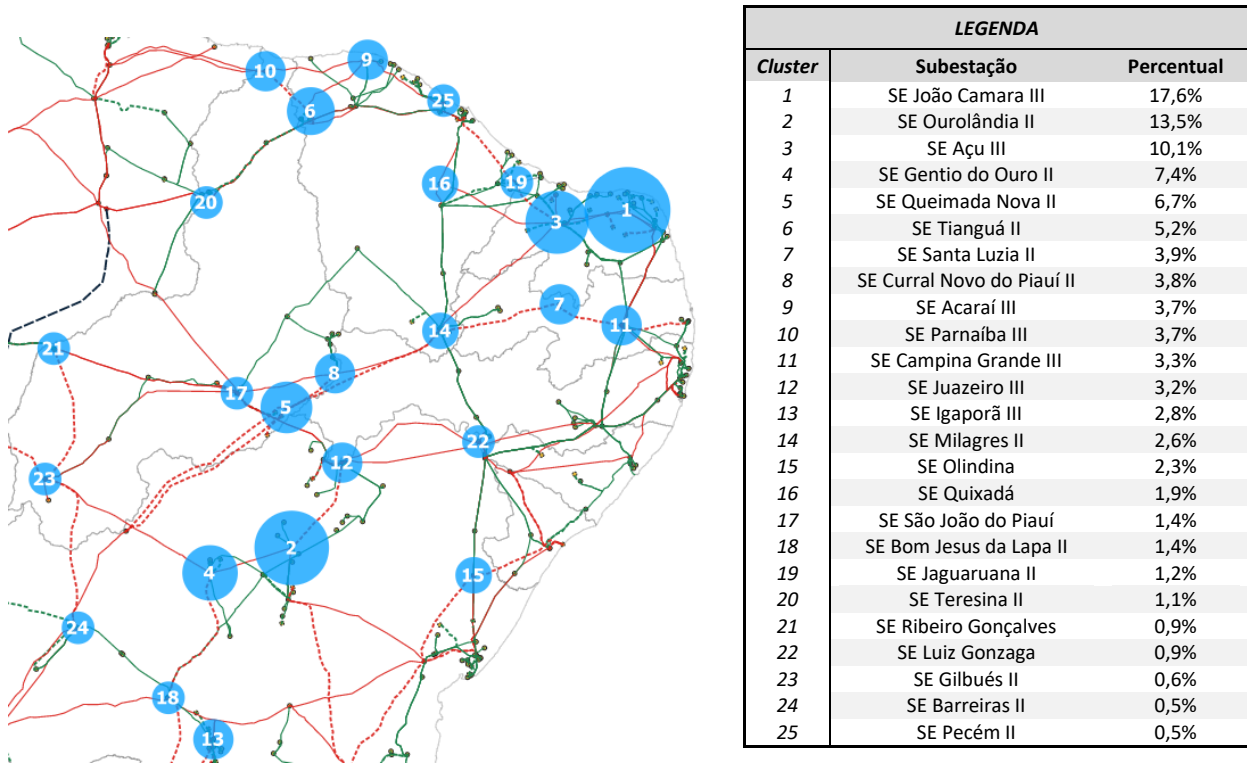
agregação e representação da geração prospectiva nos estudos de planejamento da transmissão, baseada no método *k-means*. A partir dessa metodologia, os potenciais de expansão indicativa são alocados em *clusters* de geração, cujos centróides são subestações de Rede Básica existente.

O resultado da distribuição da geração indicativa na região Nordeste é ilustrado na **Figura 4 - 1**, onde o tamanho das bolhas é proporcional ao montante de geração indicativa agrupado em cada *cluster*. Como referência, o primeiro *cluster* concentra aproximadamente 18% da geração indicativa total.

Com esse avanço metodológico, espera-se reduzir a incerteza quanto ao aspecto locacional da expansão da transmissão. Da mesma forma, a representação de dados de geração prospectiva com maior nível de confiança, associados a projetos de curto e médio prazo com Parecer de Acesso e CUST/CUSD assinados, minimizam os riscos de arrependimento quanto aos montantes de expansão da transmissão a serem realizados.

Por fim, entende-se que os aprimoramentos no processo devem ser permanentes e devem sempre proporcionar maior sinergia entre a expansão da oferta de geração e a expansão da rede de transmissão, de modo a evitar o descasamento de cronogramas, à medida que tornam viável a expansão proativa do sistema de transmissão, com mínimo custo de arrependimento envolvido.

Figura 4 - 1: Representação dos *clusters* de geração indicativa no subsistema Nordeste



4.2.2 PLANEJAMENTO FLEXÍVEL DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O setor eletroenergético vem passando por grandes transformações, sendo fortemente impulsionadas pela penetração mundial de fontes de energia renováveis não despacháveis, como as eólicas e fotovoltaicas, aliadas ao surgimento de um novo mercado de energia onde o consumidor gradativamente tende a ter papel menos passivo, tornando-se também produtor de energia ou gerenciando sua demanda com base em estímulos econômicos e de forma descentralizada.

No caso específico do Brasil, acrescenta-se ainda a redução percentual da capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios de usinas hidrelétricas em relação à carga, cuja capacidade máxima em termos de MWmês era de 7 vezes a carga no início do século e que se projeta que seja de cerca de 3 vezes a carga em 2031, trazendo novos desafios ao planejamento e à operação do

sistema elétrico, e demandando novos serviços a serem prestados pela rede elétrica. Além disso, esses desafios levam à necessidade de modelagem detalhada da variação horária da produção eólica e solar, e de aspectos operacionais que antes só faziam sentido de serem tratados em estudos de curto prazo.

Nesse novo ambiente, é imperativo que o planejamento do sistema elétrico seja capaz não só de considerar a dinâmica temporal e locacional associada à expansão da geração renovável, como vem sendo feito nos estudos proativos de transmissão, como também de lançar mão de estratégias de expansão que resultem em um sistema ótimo e flexível o suficiente para acomodar os diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração nos diferentes subsistemas.

Com efeito, há o reconhecimento global de que a flexibilidade é um componente essencial para se garantir a confiabilidade, estabilidade e a própria segurança energética do SIN à medida que aumenta a proporção de renováveis e o novo mercado de energia se consolida.

Cumprido destacar que a EPE está bastante sensível em relação a essa questão e vem buscando orientar os estudos de expansão da malha de transmissão, notadamente das interligações regionais, de modo a viabilizar cada vez mais a gestão eficiente dos recursos globais 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.

No sentido de agregar flexibilidade ao sistema interligado, a expansão pode se dar considerando diferentes tecnologias aplicadas à rede, como os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e o armazenamento de energia, que podem contribuir com a controlabilidade e o aumento da capacidade de transmissão de energia, otimizando a expansão da rede elétrica. Em outra perspectiva, pode-se ainda agregar flexibilidade ao SIN por meio da prestação dos serviços ancilares.

DISPOSITIVOS FACTS

Os dispositivos FACTS são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede.

Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os que têm sido mais considerados pela EPE no âmbito do planejamento do SIN são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC) que, por sua vez, vêm apresentando crescente aplicação no sistema brasileiro, sendo objeto das análises da EPE nos estudos proativos de transmissão atualmente

em andamento nas regiões Norte e Nordeste (item 4.3.2).

Considerando que a expansão da oferta segue com a tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencial aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar essa energia para um ponto de grande concentração de carga.

Além disso, avanços tecnológicos recentes associados ao processo de conversão CC/CA, através de soluções do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), constituem potencial solução para problemas de integração de elos CC a redes fracas, bem como para a redução das interações *multi-infeed*. Nesse sentido, a redução de *gaps* tecnológicos, que constituíam barreiras para a aplicação dessa tecnologia na transmissão de potência a longas distâncias, como no caso brasileiro, tem sido proporcionada através da utilização de novos arranjos de conversores, como o *Full-bridge MMC* (*Modular Multilevel Converter*).

Complementarmente, há ainda a possibilidade de implantação de sistemas HVDC híbridos, com retificação baseada em tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*) e inversão baseada em tecnologia VSC, podendo resultar em relação custo-benefício atrativa, agregando ganhos de confiabilidade aliados a custos de projeto reduzidos em relação à solução VSC completa.

Cabe destacar que a EPE tem acompanhado estudos em desenvolvimento sobre a aplicação dessas novas tecnologias e interagido com fabricantes de equipamentos em corrente contínua, visando avaliar a viabilidade de aplicação das mesmas no SIN, nos horizontes de médio ou longo prazo, considerando os condicionantes técnicos de projeto e requisitos de desempenho operativo usualmente preconizados.

Dentro desse contexto, uma pesquisa para a identificação de potenciais fornecedores das novas soluções tecnológicas também está sendo realizada pela EPE, com o objetivo de verificar se há condições de concorrência suficientes para garantir os bons resultados de futuros leilões de transmissão e, ainda, preços equilibrados de manutenção e substituição modular de equipamentos ao longo do ciclo de vida útil dos ativos de transmissão.

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

As tecnologias de armazenamento de energia, como, por exemplo, baterias eletroquímicas, capacitores eletroquímicos, entre outros, podem prestar diversos serviços no setor de transmissão.

Tais tecnologias propiciam múltiplas aplicações, entre as quais destacam-se: equilíbrio de carga, controle de frequência, controle de tensão, estabilização da rede, entre outros.

Os sistemas de armazenamento se apresentam como alternativas particularmente interessantes para eliminar problemas sistêmicos em locais nos quais a expansão do sistema de transmissão é complexa, como por exemplo áreas com densa ocupação urbana e/ou com restrições ambientais.

Além disso, os sistemas de armazenamento de energia podem ser instalados no SIN com o objetivo de postergar ampliações no sistema e/ou reforços em instalações já em operação, evitando a antecipação de substituições que só viriam a ocorrer ao final da vida útil física.

Outro benefício acerca dos sistemas de armazenamento está relacionado à sua rápida velocidade de implantação (média de 6 meses para contratação e comissionamento) em relação à construção de subestações ou construção/repotenciação de linhas de transmissão. Assim, os dispositivos de armazenamento podem eliminar problemas sistêmicos no horizonte de curto prazo, proporcionando tempo hábil para a entrada em operação das soluções convencionais.

A respeito dessa questão, chama-se a atenção para a recomendação inovadora feita por EPE e ONS

na EPE-DEE-NT-085/2020 / ONS NT 0129/2020, devidamente aprovada pelo MME, envolvendo a instalação de bancos de baterias com capacidade de 30 MW e pelo menos 2 horas de tempo de descarga (60 MWh) na SE 138 kV Registro, localizada no litoral do Estado de São Paulo, com o objetivo de mitigar problemas elétricos de curto prazo previstos com o atraso na implantação da solução estrutural originalmente planejada, constituída sobretudo pela nova SE 230/138/88 kV Manoel da Nóbrega.

Complementarmente, destaca-se ainda o potencial de mobilidade associada a essa tecnologia. As soluções de sistemas de armazenamento de energia em *containers*, por exemplo, por serem relativamente compactas e possuírem, portanto, maior viabilidade de inserção em subestações existentes, podem prestar serviços em múltiplos pontos do sistema ao longo de sua vida útil, caso superados os desafios logísticos de transporte e remanejamento.

Em síntese, a EPE entende que o armazenamento de energia em escala compatível com instalações de Rede Básica deve ser visto como uma alternativa ou complementação à expansão convencional do sistema de transmissão e, quando incorporado ao mercado como um recurso do sistema, pode aumentar consideravelmente o bem-estar dos consumidores em custo e confiabilidade.

SERVIÇOS ANCILARES

Além das expansões das interligações entre os subsistemas e a implantação de equipamentos com maior controlabilidade, existem outras formas de agregar flexibilidade ao sistema interligado, sendo uma delas a partir da prestação dos serviços ancilares, que, atualmente, são preponderantemente supridos por usinas de geração centralizada.

Face às diferentes quebras de paradigma na composição da matriz energética e na operação do sistema elétrico, que vêm ocorrendo nos últimos anos, a ANEEL instaurou, no ano 2019, uma Tomada de Subsídios para fomentar discussões sobre o tema, tratando não apenas da possibilidade de criação de novos serviços ancilares, além dos que até então

estão regulamentados pela Resolução Normativa nº 697/2015, como também sobre visões de mercado e tratamento regulatório diferenciados.

Desde então, a EPE tem se engajado na análise do tema, tendo publicado, em outubro de 2021, o estudo EPE-DEE-NT-090/2021-r0 – “Serviços Ancilares sob a ótica do Planejamento da Expansão”, onde são apresentadas propostas iniciais para a criação de novos serviços ancilares, assim como propostas para tratamento diferenciado daqueles já regulamentados, visando, através do estabelecimento de conjunto de atributos para potenciais ofertantes, permitir neutralidade tecnológica e um ambiente competitivo para o suprimento dos serviços.

No referido estudo, foram abordados, com maior ênfase, os serviços ancilares de maior impacto no ambiente de planejamento de longo prazo, quais sejam: (i) o controle de frequência em suas diferentes escalas de tempo (primária, secundária e despacho complementar); e (ii) o suporte de reativos.

Especificamente no que concerne ao controle de frequência, foram categorizadas novas possibilidades de serviços ancilares como o

provimento de controle rápido de frequência e a resposta da demanda.

Além disso, foi ainda aventada a possibilidade de os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), como o próprio armazenamento e a resposta pelo lado da demanda, participarem da prestação de serviços de controle de frequência e suporte de reativos, em complemento às soluções convencionais de geração e transmissão, competindo com recursos centralizados. Tal participação poderia ser feita individualmente, requerendo maior complexidade operativa, ou por meio de “agregadores”, que formam plantas virtuais melhor gerenciáveis.

Finalmente, reconhecendo a importância de se aprofundar e avançar nos temas abordados, a EPE propôs, no referido estudo, um *roadmap* com a cronologia dos próximos passos e atividades previstas, que incluem a realização de estudos específicos para a identificação de novos requisitos ou recursos para o sistema elétrico brasileiro nos horizontes de médio e longo prazo, visando o embasamento de discussões mais avançadas, sob a ótica do planejamento.

4.2.3 INTEGRAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS DA LEI Nº 14.182/2021

A Lei nº 14.182/2021, sancionada em 12/07/2021, dispõe sobre o processo de desestatização da Eletrobras e também sobre a contratação de montante total de 8.000 MW de geração termelétrica movida a gás natural nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste, considerando marcos distintos entre os anos de 2026 a 2030, conforme a **Figura 4 - 2**.

Entende-se que a referida contratação deve priorizar a utilização das margens de transmissão disponíveis no sistema em cada ano da contratação, a fim de evitar a integração de projetos em regiões que necessitam de expansão da transmissão.

Por outro lado, cumpre notar que as margens de transmissão do SIN vêm sendo rapidamente consumidas por empreendimentos do ACL, o que

pode resultar em demandas por novas expansões de transmissão a fim de acomodar as usinas da Lei nº 14.182/2021.

Apesar de as regiões onde essa expansão da geração ocorrerá terem sido estabelecidas, algumas informações mais específicas, como o ponto de conexão e a capacidade instalada individual dos projetos, só serão conhecidas quando da efetiva contratação. Esses dados são decisivos e precisam ser conhecidos previamente a fim de viabilizar não apenas a análise de desempenho elétrico do SIN com a nova geração, como também a realização de eventuais estudos de planejamento da transmissão, caso sejam demandados reforços para assegurar o pleno escoamento da energia associada.

Cumpre notar que as singularidades associadas à contratação em questão dificultam a adoção de estratégias de planejamento antecipativo como as que vêm sendo adotadas nos estudos proativos de transmissão, orientados à integração de fontes renováveis, onde é possível estimar a dinâmica de concretização dos potenciais a partir de bases de dados consolidadas, como descrito no item 4.2.1. No caso destas térmicas, há poucas informações sobre os potenciais candidatos à expansão da geração. Além disso, a própria dinâmica da contratação pode resultar, dentro de uma mesma região, no estabelecimento de usinas de grande porte que podem se concretizar tanto de forma adjacente como em áreas muito afastadas entre si, o que muda totalmente a abordagem do planejamento da expansão da transmissão.

Assim, para o caso das termelétricas da Lei nº 14.182/2021, o entendimento é de que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento. Por outro lado, o desafio para a coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão torna-se ainda maior, sobretudo considerando as contratações envolvendo integração nos anos de 2026 e 2027, que eventualmente podem demandar expansão da rede elétrica.

Entende-se que as recomendações dos estudos de planejamento proativos de transmissão que atualmente estão sendo realizados pela EPE com o objetivo de ampliar a capacidade de escoamento de energia renovável das regiões Norte/Nordeste para as regiões Sudeste/ Centro-Oeste (item 4.3.2) poderão até contribuir positivamente para mitigar eventuais restrições de escoamento de geração anteriormente referidas. Porém, a depender da localização das usinas térmicas efetivamente contratadas, novos estudos de expansão da transmissão poderão ser demandados.

A respeito dessa questão, registra-se que os processos de planejamento, de licitação e construção de projetos de transmissão atualmente requerem, no total, cerca de 7 anos para serem concluídos. Esse processo se inicia na recomendação nos Relatórios R1, passa pela elaboração dos

relatórios complementares (R2 a R5 elaborados pelos agentes a pedido do MME), pela inclusão dos empreendimentos no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE elaborado pelo MME, pela condução da ANEEL do processo licitatório dos novos ativos, pelo controle externo efetuado pelo Tribunal de Contas da União (TCU), pela assinatura dos contratos de concessão, pela obtenção de licenças ambientais, até a implantação do projeto por parte dos agentes.

Convém salientar que os processos relacionados às outorgas de transmissão tiveram atualizações regulamentares importantes com a emissão da Instrução Normativa IN-TCU nº 81/2018, que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização pelo TCU e que revogou as Instruções Normativas nos 27/1998, 46/2004 e 52/2007. Com essa nova Instrução Normativa, foram uniformizados os prazos para envio da documentação necessária ao exame pelo TCU para todos os processos de desestatização, passando a ser de 90 dias antes da publicação do edital, e não sendo mais permitida a realização de atividades paralelas ao exame do TCU. Somando-se aos demais prazos de instrução do processo licitatório, são necessários cerca de 11 meses para a execução de todo o processo licitatório.

Na prática, essa concatenação de prazos só permite a execução de, no máximo, 2 leilões de transmissão ao ano. Sendo assim, eventuais imprevistos na emissão dos relatórios de planejamento (R1 a R5) ou na inclusão de empreendimentos no POTEE, mesmo que sejam pequenos atrasos, podem refletir diretamente na viabilidade de inclusão de um determinado empreendimento em um processo licitatório. Ao perder a janela de oportunidade de uma inclusão, a próxima possibilidade normalmente surge aproximadamente 6 meses depois, o que posterga o início das demais etapas, em especial, a implantação dos projetos.

Registra-se que o aprimoramento desse processo, com a discussão sobre a revisão dos prazos estabelecidos e a execução em paralelo de algumas das fases que envolvem a instrução, fiscalização e publicação do processo licitatório, pode contribuir

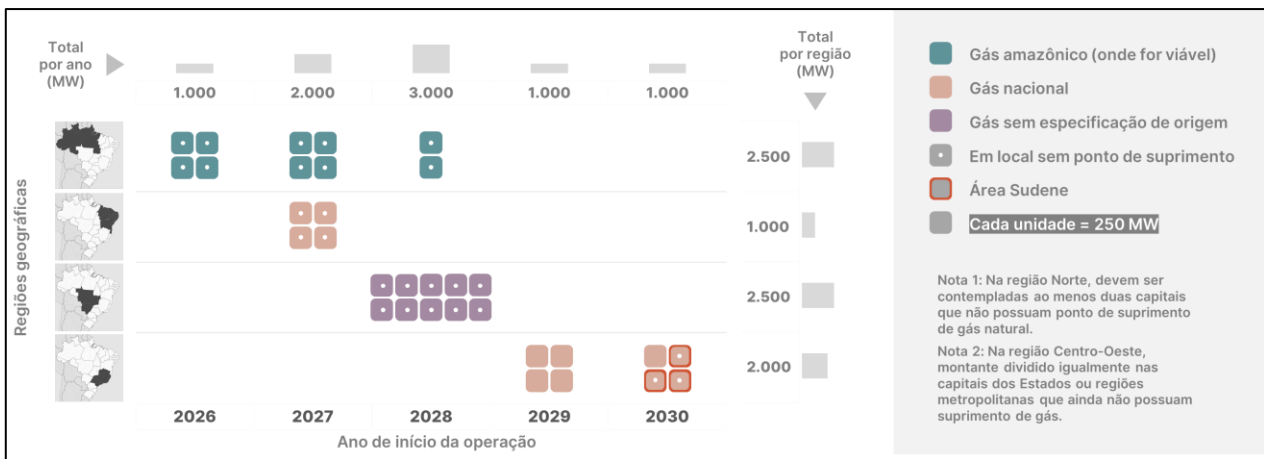
positivamente para a redução dos prazos totais envolvidos nas licitações de empreendimentos de transmissão e, ainda, para a adequada coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão, o que é particularmente importante considerando os desafios para a integração das usinas termelétricas previstas na Lei nº 14.182/2021.

Dessa forma, é importante que se discuta desde já no setor a conveniência de se reduzir e/ou simplificar as etapas relativas ao processo licitatório dos ativos de transmissão no sentido de dar maior celeridade na implantação das expansões previstas e

reduzir eventuais desconpassos entre as datas de entrada em operação dos projetos de geração e dos ativos de transmissão que viabilizam seu pleno escoamento.

Adicionalmente, entende-se que o processo licitatório dos ativos de transmissão pode ser aprimorado, prevendo uma etapa de habilitação ainda mais rigorosa e evitar atrasos e/ou frustrações de entrega de projetos importantes ao SIN.

Figura 4 - 2: Resumo das determinações Lei no 14.182/2021



4.2.4 TRATATIVAS SOBRE AS INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS EXISTENTES

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, o Brasil possui ainda interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela.

A possibilidade de modernização ou ampliação dessas interligações, e mesmo de desativação de alguns dos atuais pontos de interligação, tem sido objeto de análises conjuntas da EPE e do ONS nos últimos anos em atenção a solicitações do MME.

Os itens a seguir apresentam uma visão geral sobre as tratativas que já foram ou que vêm sendo realizadas em relação às interligações anteriormente referidas.

PARAGUAI (UTE ITAIPU)

O sistema de transmissão responsável pelo escoamento de energia da UHE Itaipu é composto por três linhas de transmissão de corrente alternada em 765 kV, uma linha de corrente alternada em 525 kV, e por dois bipolos de corrente contínua em alta tensão (CCAT), em ± 600 kV.

Cumprir notar que os bipolos 1 e 2 de Itaipu, projeto inovador à época, em tecnologia e classe de tensão, iniciaram sua operação nos anos de 1984 e 1987, respectivamente, atingindo, portanto, cerca de 37 anos (bipolo 1) e 34 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 (*Guidelines For Life Extension of Existing Hvdv Systems, WG B4.54, Cigre, February 2016*), o que motivou Furnas, responsável pelos referidos bipolos, a apresentar ao MME uma proposta para a sua modernização (Revitalização das Estações Conversoras de Corrente Contínua, Nota Técnica, Furnas, 2017).

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, 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, para o 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), estando atualmente em processo de implantação por Furnas/Itaipu, a partir de convênio proposto por estes agentes ao Poder Concedente, sem envolver o repasse de custos ao SIN.

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, Uruguiana, 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 Uruguiana, no Brasil, e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi, de maior porte, 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 do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV entre Garabi e Rincón e, do 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, considerando prazos de vigência que se encerravam entre os anos de 2020 e 2022.

Face à proximidade desses marcos, e em atenção à demanda formalizada pelo MME em março de 2020, EPE e ONS procederam a análises conjuntas a fim de indicar o encaminhamento a ser dado aos ativos envolvidos em cada caso, seja envolvendo a manutenção da operação, o descomissionamento, ou mesmo a modernização dessas instalações.

Referente à Uruguiana, foi recomendado, a partir da Nota Técnica EPE-DEE-NT-036/2020 / ONS DPL-REL-0160/2020, o descomissionamento da conversora a partir de julho de 2021. Tal recomendação, que ainda está em análise pelo MME, baseou-se na evolução do SIN, nas

características construtivas e no histórico de utilização da conversora Uruguiana, bem como nos estudos realizados pela EPE e pelo ONS até o momento.

Já em relação à Garabi, após decisão do MME de demandar à ANEEL a licitação para operação e manutenção das instalações em questão por período compatível com o fim da vida útil física da maior parte dos ativos dessas instalações, estimado em cerca de 10 anos (ano 2032), EPE e ONS emitiram a Nota Técnica EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL 0062/2021, com a análise sobre a modernização dos ativos necessários à continuidade da operação das instalações das conversoras Garabi I e II em horizonte compatível com o prazo de licitação pretendido, tomando por base: (i) informações previamente disponibilizadas pela concessionária Enel CIEN, atual responsável pelos ativos em questão; (ii) referências internacionais sobre o assunto; e (iii) contatos e interações com os principais fabricantes de conversoras CCAT, dada às particularidades da tecnologia envolvida (tipo CCC), com apenas três instalações desse tipo em operação no mundo.

Ainda sobre Garabi, destaca-se que, atualmente, MME, EPE, ONS e ANEEL estão trabalhando na documentação específica para servir de base para o leilão de transmissão no qual serão licitados a operação e a manutenção das instalações em questão. O investimento total associado à modernização dos ativos referidos anteriormente ainda está sendo avaliado.

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 525/230kV e se interliga ao SIN por meio de uma linha de transmissão em 230 kV até a subestação Presidente Médici. Esse sistema será reforçado, no início de 2022, mediante a implantação de duas linhas de transmissão em 525 kV entre a Região de Candiota e a Região Metropolitana de Porto Alegre.

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 recente solicitação do MME, feita em novembro de 2021, EPE e ONS estão avaliando a oportunidade e conveniência da manutenção da operação, descomissionamento, ou modernização dessas instalações.

VENEZUELA

Em 2001, entrou em operação a interligação Brasil – Venezuela, realizada através de um sistema de transmissão em 230 kV, com cerca de 780 km, conectando a subestação de Boa Vista, no Brasil, com subestação Macagua, na Venezuela.

Embora a capacidade desse sistema seja de 200 MW, não é possível estabelecer importação acima de 150 MW por parte do Brasil, devido ao déficit de potência reativa no lado Venezuelano, o qual não foi possível contornar mesmo com a entrada em operação de um compensador estático no setor de 230 kV da SE Boa Vista.

A partir do ano de 2010, o fornecimento de energia proveniente da Venezuela passou a sofrer interrupções frequentes, o que impôs a necessidade de realização de leilão específico para contratação de geração térmica em Roraima em caráter emergencial. Desde março de 2019, essa interligação

se encontra fora de operação, sem previsão de retorno.

Registra-se que o contrato firmado entre Brasil e Venezuela se encerra no ano de 2021 e que,

no momento, o MME estuda a manutenção ou desativação da LT Boa Vista – Santa Elena e a manutenção da SE Boa Vista.

4.2.5 APRIMORAMENTO DO SINAL LOCACIONAL PARA OS GERADORES

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST são estabelecidas a partir da Metodologia Nodal. A aplicação dessa metodologia requer a definição de condicionantes prévios que exercem impacto significativo sobre os cálculos que definem as parcelas locacional e selo que compõem as tarifas, podendo levar à sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão.

Entre essas condicionantes, destaca-se a consideração do despacho proporcional de geração por submercado, que equivale a considerar um único cenário energético onde o fluxo nas interligações entre os subsistemas resulta bastante reduzido, com probabilidade de ocorrência muito baixa. Tal condição dificulta que a Metodologia Nodal capture adequadamente o uso da rede elétrica, especialmente das interligações regionais, pelos agentes geradores.

Em consequência, observa-se predominância da contribuição da parcela selo da TUST (aprox.

100%), o que “socializa” a remuneração do sistema em torno de valores médios, conflitando, portanto, com as diretrizes gerais da Lei nº 9.427/1996, na qual se estabelece que as tarifas devem assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021 – “Cálculo da TUST – Análise de Sensibilidade” explora bem dessa questão, focando especificamente nos impactos sobre as tarifas finais dos geradores, as quais impactam o planejamento energético indicativo de que trata o Capítulo 3 do PDE. Não obstante essa abordagem, cumpre reconhecer que o aprimoramento do sinal locacional da TUST é de igual importância para os consumidores.

Os gráficos abaixo, extraídos da Nota Técnica anteriormente referida os, ilustram o efeito do despacho proporcional de geração por submercado sobre a TUST-geração.

Gráfico 4 - 1: Parcelas da TUST-geração

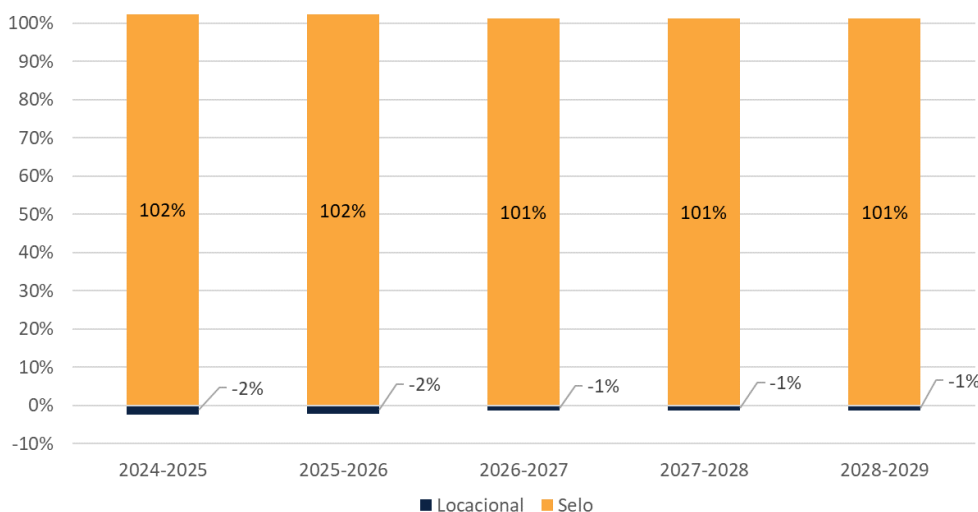
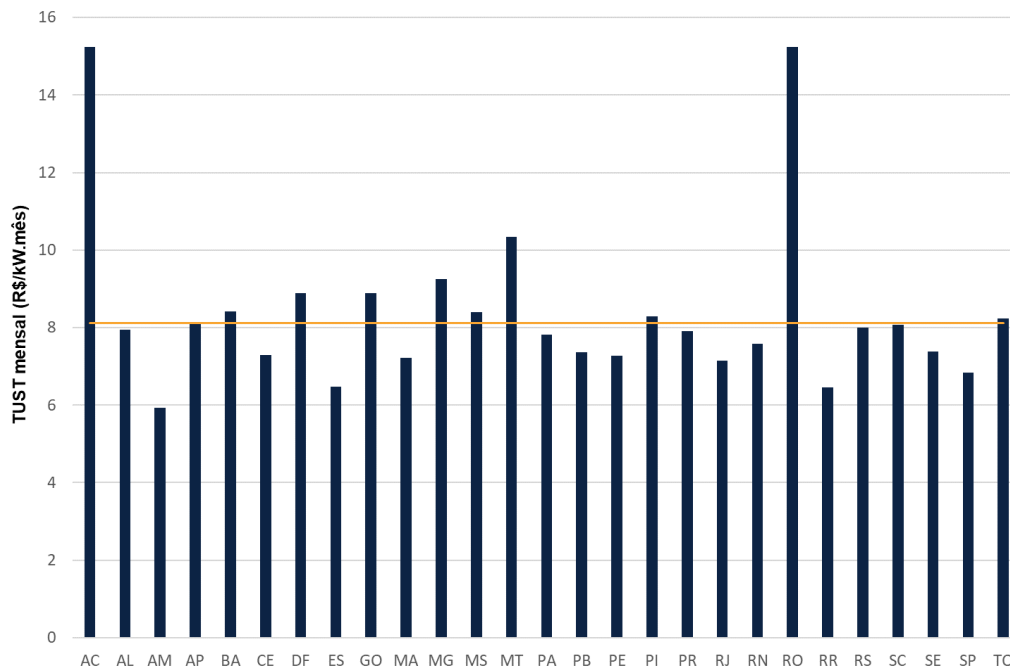


Gráfico 4 - 2: TUST-geração média por unidade da federação, ciclo 2028-2029



Cumpra-se notar que a “socialização” da remuneração da rede contribui artificialmente para maior atratividade de empreendimentos localizados fora dos grandes centros de carga e que exportam energia para esses centros, uma vez que a TUST não consegue capturar o maior uso e os investimentos necessários para a expansão das interligações elétricas com essas áreas. Como exemplo, vale mencionar os projetos localizados na Região Nordeste que, não obstante demandem significativos investimentos para a expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, possuem TUST média muito próxima às tarifas da região Sudeste.

Além disso, vale destacar que, em função do volume de geradores potenciais na Região Nordeste, muitas vezes o próprio acesso das usinas ao sistema de transmissão é condicionado à entrada em operação de novas linhas de transmissão, podendo afetar a expansão tempestiva da oferta de energia local e, em última instância, a própria segurança energética do SIN.

Considerando o exposto, entende-se que o aprimoramento do sinal locacional da TUST é fundamental para assegurar o uso mais racional do sistema de transmissão, tendo inclusive o potencial de facilitar/acelerar a integração de novos geradores ao sistema de transmissão, ao agregar competitividade a projetos mais próximos aos grandes centros de carga, notadamente menos dependentes de expressivas expansões da rede.

De fato, a importância desse aprimoramento vai além da alocação correta e “justa” de custos associados aos sistemas de transmissão, interferindo ainda no planejamento da expansão da geração. Sobre essa questão, as análises energéticas realizadas no âmbito da Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021 indicam, de forma macro, que o aprimoramento do sinal locacional da TUST pode resultar em diferentes distribuições espaciais para a geração indicativa no horizonte decenal, eventualmente representando alívio nos acessos ao sistema.

A EPE pode contribuir bastante nas discussões acerca desse tema. Dentro desse contexto, conforme sinalizado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014/2021, entende-se ser oportuno que a TUST passe a ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em

cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas existentes em cada um desses cenários.

4.3 Interligações Elétricas Regionais

A 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.

Além de trazer benefícios para a segurança elétrica do suprimento, 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 do PDE 2031.

4.3.1 EVOLUÇÃO JÁ PLANEJADA DOS LIMITES DAS INTERLIGAÇÕES

Os gráficos ao longo dessa seção apresentam uma visão geral da evolução dos limites de capacidade das interligações, até dezembro de 2031, a partir das premissas indicadas no início deste capítulo.

Dentro desse contexto, são consideradas três configurações distintas do SIN nessa análise comparativa: (i) sistema existente em janeiro de 2021; (ii) sistema planejado até dezembro de 2026, considerando apenas obras já licitadas; e (iii) sistema planejado até dezembro de 2031, considerando, também, obras ainda não licitadas. A **Tabela 4 - 1** e a **Tabela 4 - 2** apresentam as principais expansões consideradas nas configurações (ii) e (iii), respectivamente.

Cabe destacar a evolução expressiva da capacidade de exportação e importação total da Região Nordeste, em 150% e 60% da capacidade do ano inicial, respectivamente, até dezembro de 2026. Essa expansão aumenta a confiabilidade do atendimento à demanda do subsistema, reduzindo a possibilidade de ocorrência de ilhamentos, bem como traz benefícios sistêmicos para o SIN,

proporcionando a exportação de energia de menor custo, proveniente da abundante oferta renovável, desse subsistema para os demais.

Em relação à evolução da capacidade de exportação simultânea dos subsistemas Norte e Nordeste, observa-se que a consideração do sistema em corrente contínua em ± 800 kV CC Graça Aranha – Silvânia, documentado originalmente no relatório EPE-DEE-RE-020/2016 e atualmente em fase de reavaliação (maiores detalhes na seção 4.3.2), pode agregar ganhos aproximados de 4 GW até o ano 2031, adicionalmente ao ganho de aproximadamente 6 GW previsto com a implantação, até o ano 2026, de empreendimentos já planejados e licitados. Essa evolução de limites sinaliza a possibilidade de redução das restrições de escoamento de excedentes hidráulicos e/ou renováveis que ocorrem principalmente na transição entre os períodos úmido e seco da Região Norte, quando há possibilidade de disponibilidade elevada de recursos hídricos, concomitante com elevados fatores de capacidade renováveis na Região Nordeste.

É importante salientar que, além de promover a otimização no aproveitamento de recursos energéticos, o reforço das interligações entre os sistemas Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste também torna o sistema elétrico mais robusto e resiliente à ocorrência de contingências, trazendo maior flexibilidade operativa em diferentes cenários de disponibilidade de geração e carga no SIN.

Por fim, chama-se a atenção para os ganhos nas capacidades de importação de energia da Região

Sudeste pela Região Sul, e da Região Sul pela Região Sudeste, ambos em torno de 30% até dezembro de 2031, a partir da entrada em operação de importantes eixos de transmissão planejados. Ressalta-se que os reforços planejados para essa interligação, licitados no Leilão de Transmissão no 002/2021, foram incluídos na terceira configuração do sistema, com entrada em operação prevista para o ano 2027.

Tabela 4 - 1: Empreendimentos planejados e licitados, com impacto na evolução da capacidade das interligações, até dezembro de 2026

Interligação	Obras planejadas e licitadas, com entrada em operação até dezembro de 2026
Norte ↔ Sudeste/ Centro-Oeste	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema C1/C2 LT 500kV Serra Pelada - Itacaiúnas C1
Norte ↔ Nordeste	LT 500kV Miracema - Gilbués II C3 LT 500kV Gilbués II - Barreiras II C2 LT 230kV Dianópolis - Barreiras II C1
Nordeste ↔ Sudeste	SE 500 kV Janaúba 3 - Compensadores Síncronos - 2 x (-90/+150) Mvar LTs 500kV Pirapora 2 – Presidente Juscelino C1/C2 LT 500kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1/C2 SE 500 kV Padre Paraíso 2 - Compensador Estático 500 kV (-150/+300) Mvar LT 500kV Poções III - Padre Paraíso 2- Governador Valadares 6 C2 LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 LTs 500kV Buritirama - Queimada Nova II - Curral Novo do Piauí II C1 LT 500kV Gilbués II - Barreiras II C2 LT 500 kV Porto Sergipe – Olindina – Sapeaçu C1 LT 500kV Sapeaçu – Camaçari IV C1 LT 500kV Morro do Chapéu - Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1
Sul ↔ Sudeste/Centro-Oeste	LT 525kV Ivaiporã – Ponta Grossa – Bateias C1/C2 LT 525 kV Foz do Iguaçu – Guaíra -Sarandi -Londrina C1/C2 LT 525 kV Areia - Joinville Sul - Itajaí 2 - Biguaçu C1 Nova SE 525/230kV Gaspar 2 e outras obras associadas ao atendimento Elétrico do Estado de Santa Catarina: Regiões Norte e do Vale do Itajaí

Tabela 4 - 2: Empreendimentos planejados, com impacto na evolução da capacidade das interligações, ainda não licitados e/ou com entrada em operação a partir do ano 2027

Interligação	Obras ainda não licitadas ou com previsão de entrada em operação a partir do ano 2027
Norte ↔ Sudeste/ Centro-Oeste	LT ±800kV CC Graça Aranha - Silvânia
Sul ↔ Sudeste/Centro-Oeste	LT 525kV Bateias – Curitiba Leste C1/C2 LT 500kV Assis – Ponta Grossa C1/C2

Gráfico 4 - 3: Evolução da capacidade média de exportação/importação total da Região Nordeste

Exportação e Importação total da Região Nordeste

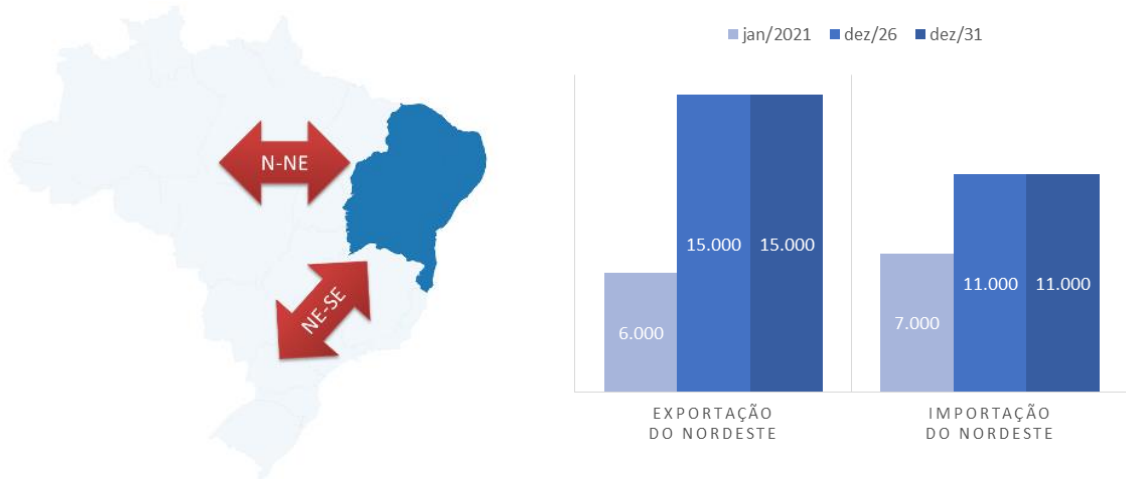


Gráfico 4 - 4: Evolução da capacidade média de exportação total do Norte/Nordeste

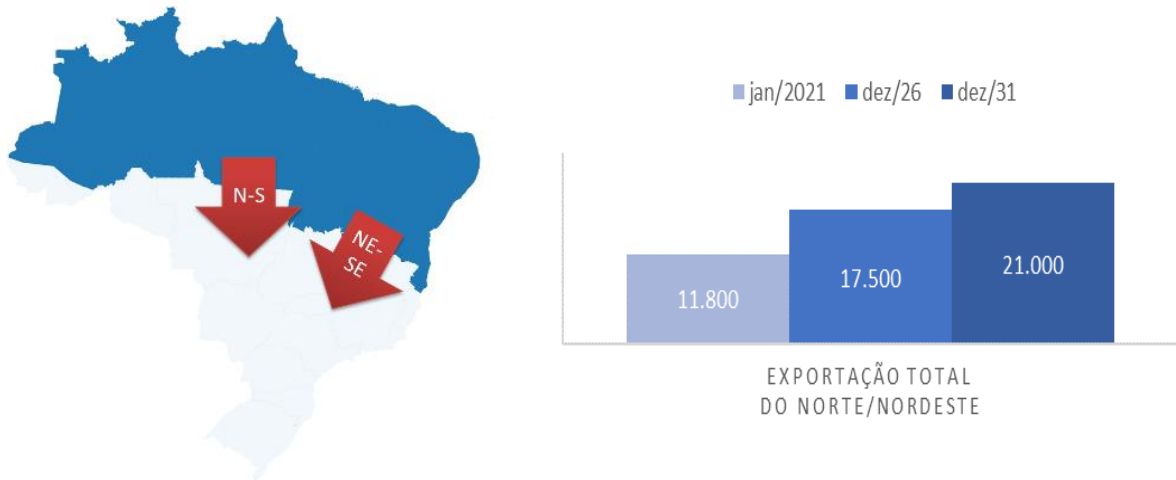
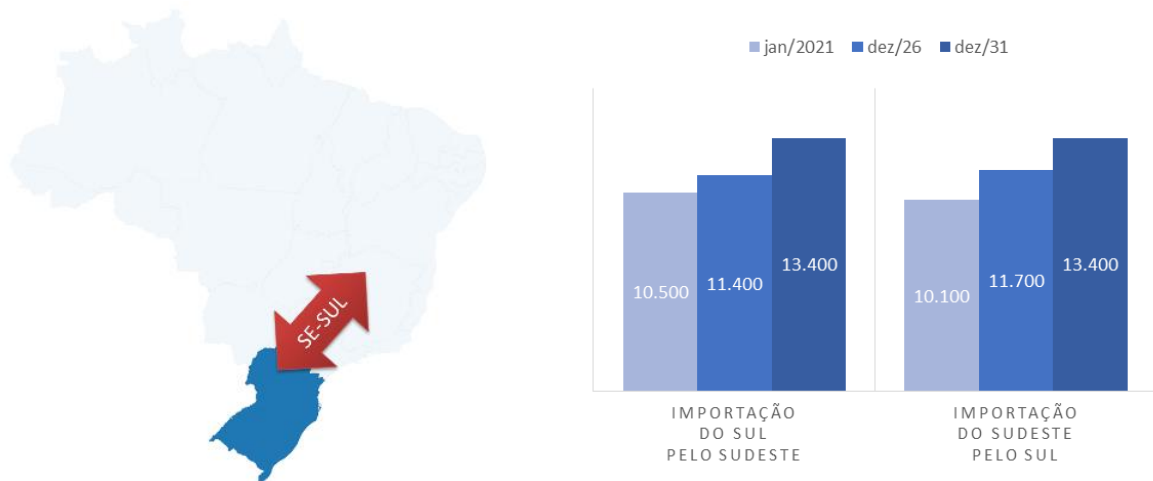


Gráfico 4 - 5: Evolução da capacidade média de importação do Sul pelo Sudeste e importação do Sudeste pelo Sul



4.3.2 EXPANSÕES DAS INTERLIGAÇÕES EM FASE DE ESTUDO

O plano de geração de referência do PDE 2031 sinaliza forte tendência de expansão da oferta de geração renovável nas regiões Norte/Nordeste. Espera-se que essa expansão se concretize não apenas por meio de leilões de energia, mas também a partir de contratações diretamente realizadas no Ambiente de Contratação Livre – ACL, conforme contextualizado anteriormente no item 4.2.1.

Tendo em vista a ordem de grandeza dos montantes de geração, e considerando ainda os critérios de desempenho elétrico usualmente aplicados no âmbito do planejamento e da operação da rede elétrica, verifica-se que a expansão do sistema de transmissão continuará sendo requerida nos próximos anos.

De fato, ainda que a expansão da geração ocorra de forma diferenciada, conforme os cenários de sensibilidade analisados no âmbito do PDE, os reforços na rede de transmissão se mostram como a solução de mínimo arrependimento, uma vez que possibilitam maior integração energética entre os subsistemas, permitindo o pleno escoamento de excedentes de geração regionais, independente da fonte energética de origem, tornando o sistema interligado também menos susceptível a riscos de escassez e mais seguro no que diz respeito ao suprimento eletroenergético.

ESTUDOS EM ANDAMENTO

Posteriormente à elaboração do PDE 2030, que também indicava expressiva expansão da oferta de geração prospectiva nas regiões Norte/Nordeste, a EPE elaborou a Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021 – “Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial”, de julho de 2021, na qual é sinalizada a necessidade de expansão da capacidade de exportação total da Região Nordeste em aproximadamente 15 GW até o ano 2031.

Destaca-se que essa expansão é adicional ao incremento total de 9 GW indicado no **Gráfico 4 - 3**, já previsto para o período 2021-2031, considerando a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão já planejados e licitados. Ou seja,

demandam-se que, ao final do horizonte do PDE, a capacidade total de exportação da Região Nordeste seja da ordem de 30 GW.

Essa expansão é necessária para que a Região Norte/Nordeste possa atingir cerca de 57 GW até o ano 2030 em capacidade instalada em renováveis, considerando os critérios e premissas adotados no cálculo de margens de escoamento, para o acesso de novos empreendimentos de geração à rede elétrica, bem como critérios de desempenho do sistema elétrico preconizados no planejamento e operação do SIN.

A fim de identificar a solução de mínimo custo global para a expansão do sistema, a EPE programou a execução simultânea de um conjunto de estudos proativos de transmissão visando o cumprimento harmonizado de dois macro objetivos: (i) prover maior capilaridade da Rede Básica, viabilizando, assim, maior capacidade de integração de recursos de geração e carga; e (ii) garantir o pleno escoamento de excedentes de geração regionais, sem restrições elétricas.

Para o atendimento ao primeiro macro objetivo, estão sendo desenvolvidos estudos regionais cujas recomendações devem garantir abertura de margens para conexão de novos acessantes ao SIN, beneficiando a integração não apenas de novos empreendimentos de geração, como também de consumidores de grande porte, que demandam a existência de infraestrutura robusta para sua conexão.

As obras a serem recomendadas a partir dos estudos regionais configuram, também, infraestrutura complementar às interligações propriamente ditas, fornecendo todo suporte operacional em situações de contingência de elementos de transmissão e agregando ganhos complementares à capacidade de transferência de potência entre subsistemas.

Destaca-se que esses estudos regionais deverão recomendar obras que complementarão corredores de transmissão recentemente planejados

para a Área Norte de Minas Gerais (estudo EPE-DEE-RE-064/2020), proporcionando ganhos parciais para que a capacidade de exportação total da Região Nordeste chegue em torno de 30 GW, como é objetivo das iniciativas descritas nesta seção.

Para o atendimento ao segundo macro objetivo, está em curso o estudo intitulado “Expansão das Interligações Regionais – Análise de Alternativas”, onde estão sendo avaliadas soluções de transmissão que privilegiam elevada capacidade de transferência, a partir de corredores expressos, visando escoamento direto de excedentes de potência regionais para os maiores centros de carga do país.

Como parte integrante da solução, pode-se destacar o sistema em +800kV CC Graça Aranha – Silvânia, documentado originalmente no relatório EPE-DEE-RE-020/2016, que está sendo reavaliado no âmbito do atual estudo, e deverá ser complementado por outras ampliações de rede que

provejam os ganhos de capacidade de interligação necessários.

Por fim, cabe destacar que, ao mesmo tempo em que a Região Norte/Nordeste adquire um perfil predominantemente exportador, no horizonte do PDE 2031, a Região Sul segue tendência de preponderância em cenários energéticos de importação de energia, tendo sido apontada, nas análises do Capítulo 3, a necessidade de expansão da ordem de 1 GW na capacidade de interligação desse subsistema com os demais, além de complementação da oferta de geração local.

Diante deste cenário, no âmbito do estudo da “Expansão das Interligações Regionais – Análise de Alternativas”, estão sendo avaliadas soluções sinérgicas que permitam o escoamento direto de excedentes energéticos provenientes de regiões naturalmente exportadoras para regiões naturalmente importadoras e carecidas de oferta adicional para atendimento da demanda local.

4.4 Sinalização Econômica para o Setor

4.4.1 INVESTIMENTOS PREVISTOS E EVOLUÇÃO FÍSICA DO SIN

Os estudos de planejamento concluídos até agosto de 2021 recomendaram, originalmente, um investimento total de R\$ 126,4 bilhões dentro do horizonte de 2031. Deste total, R\$ 51,8 bilhões são associados a empreendimentos com outorga (CO), enquanto R\$ 74,6 bilhões são referentes a empreendimentos ainda sem outorga (SO).

Considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento, buscou-se, nesta edição do PDE, 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 SO, mantendo-se a programação de execução dos empreendimentos CO, cujos investimentos já foram realizados.

Os cenários considerados nas análises podem ser caracterizados conforme a seguir:

- Cenário otimista: implantação de todos os empreendimentos SO considerando a data de necessidade original prevista nos estudos de planejamento e a data de tendência estimada com base nos prazos médios do processo de outorga.
- Cenário de referência: cenário base deste PDE; variação do cenário otimista, considerando a reavaliação da data de necessidade dos empreendimentos SO dentro do horizonte de 2031, refletindo os resultados apresentados no documento “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2030”, publicado no site da EPE, e, ainda, avaliações complementares mais recentes realizadas sobre o desempenho do SIN.
- Cenário pessimista: sem a implantação dos empreendimentos SO, contemplando, então, apenas empreendimentos CO.

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 deste PDE.

O **Gráfico 4 - 6** ilustra os resultados das expansões do sistema em cada cenário. Como pode ser observado, o cenário otimista preserva as informações do planejamento original, envolvendo investimento total de R\$ 126,4 bilhões até o horizonte de 2031. Por sua vez, os cenários de referência e pessimista envolvem investimentos inferiores, em torno de R\$ 100,7 bilhões e R\$ 51,8 bilhões (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 o PDE, onde são indicados os empreendimentos previstos em cada unidade federativa até dezembro de 2031 e as datas de implantação previstas em cada caso.

Nos próximos itens, são detalhados os resultados obtidos para o cenário de referência, que foi tomado como base neste PDE.

CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Os gráficos e tabelas apresentados nessa seção destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2022-2031, considerando o cenário de referência.

Conforme verificado no **Gráfico 4 - 7**, o montante total de investimentos previsto é de R\$ 100,7 bilhões, sendo R\$ 69,9 bilhões (69%) em linhas de transmissão e R\$ 30,8 bilhões (31%) em subestações.

No caso das linhas de transmissão, o investimento total de R\$ 69,9 bilhões pode ser segregado da seguinte forma:

- R\$ 37,6 bilhões (54%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão já outorgadas, ao passo que R\$ 32,3 bilhões (46%)

são relacionados a instalações ainda sem outorga definida, como mostra o **Gráfico 4 - 8**.

- R\$ 36,1 bilhões (52%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R\$ 15,6 bilhões no submercado Sul (22%), R\$ 10,0 bilhões no submercado Norte (14%) e R\$ 8,2 bilhões no submercado Nordeste (12%), conforme o **Gráfico 4 - 9**. 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\$ 44,1 bilhões (63%) dizem respeito a investimentos em linhas de transmissão de 500 kV, enquanto R\$ 16,0 bilhões (23%) tratam de investimentos em 230 kV, tal como ilustrado no **Gráfico 4 - 10**. Esses dois níveis de tensão respondem por quase 90% do investimento total em LTs.

Do ponto de vista de evolução física, espera-se uma expansão aproximada de 35 mil km em novas linhas de transmissão até o ano 2031, conforme indicam o **Gráfico 4 - 11** e a **Tabela 4 - 3**, valor que representa cerca de 20% do total de linhas existentes.

Já o investimento total de R\$ 30,8 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\$ 14,2 bilhões (46%) dizem respeito a investimentos em subestações já outorgadas, ao passo que R\$ 16,6 bilhões (54%) são relacionados a ativos ainda sem outorga, como mostra o **Gráfico 4 - 8**.
- R\$ 14,2 bilhões (46%) são referentes a investimentos estimados no submercado Sudeste/Centro-Oeste, sendo esperados ainda investimentos de R\$ 6,6 bilhões no submercado Sul (21%), R\$ 5,7 bilhões no submercado Norte

(19%) e R\$ 4,3 bilhões no submercado Nordeste (14%), conforme o **Gráfico 4 - 9**.

- R\$ 14,5 bilhões (47%) dizem respeito a investimentos em subestações de 500 kV, enquanto R\$ 7,7 bilhões (25%) tratam de investimentos em 230 kV, tal como ilustrado no **Gráfico 4 - 10**. Esses dois níveis de tensão

respondem por quase 70% do investimento total em subestações.

Finalmente, do ponto de vista de evolução física, espera-se uma expansão aproximada de 120 mil MVA em novos transformadores até o ano 2031, conforme indicam o **Gráfico 4 - 14** e a **Tabela 4 - 4**, valor que representa cerca de 30% do total do sistema existente.

Box 4 - 1: Diferenças entre o PDE e o 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. Sobre essa questão, salienta-se que o escopo de obras do PDE é maior que o PET/PELP, abrangendo ainda obras já autorizadas e licitadas. Por outro lado, o PET/PELP compreende obras em DITs e também obras que transcendem o horizonte de dez anos do PDE.

Gráfico 4 - 6: Cenários de expansão do sistema de transmissão

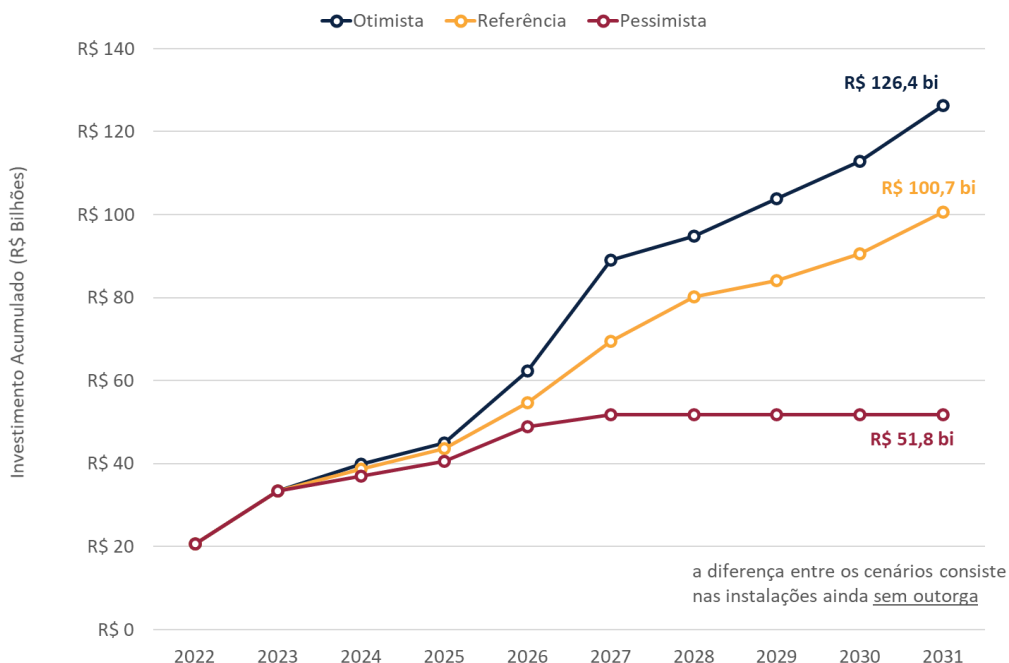


Gráfico 4 - 7: Cenários de referência: visão geral

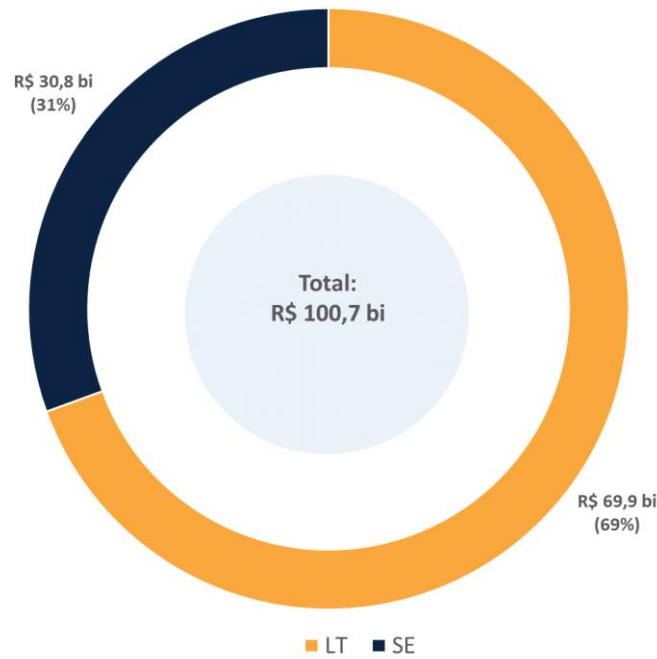


Gráfico 4 - 8: Cenários de referência: LTs com outorga e sem outorga

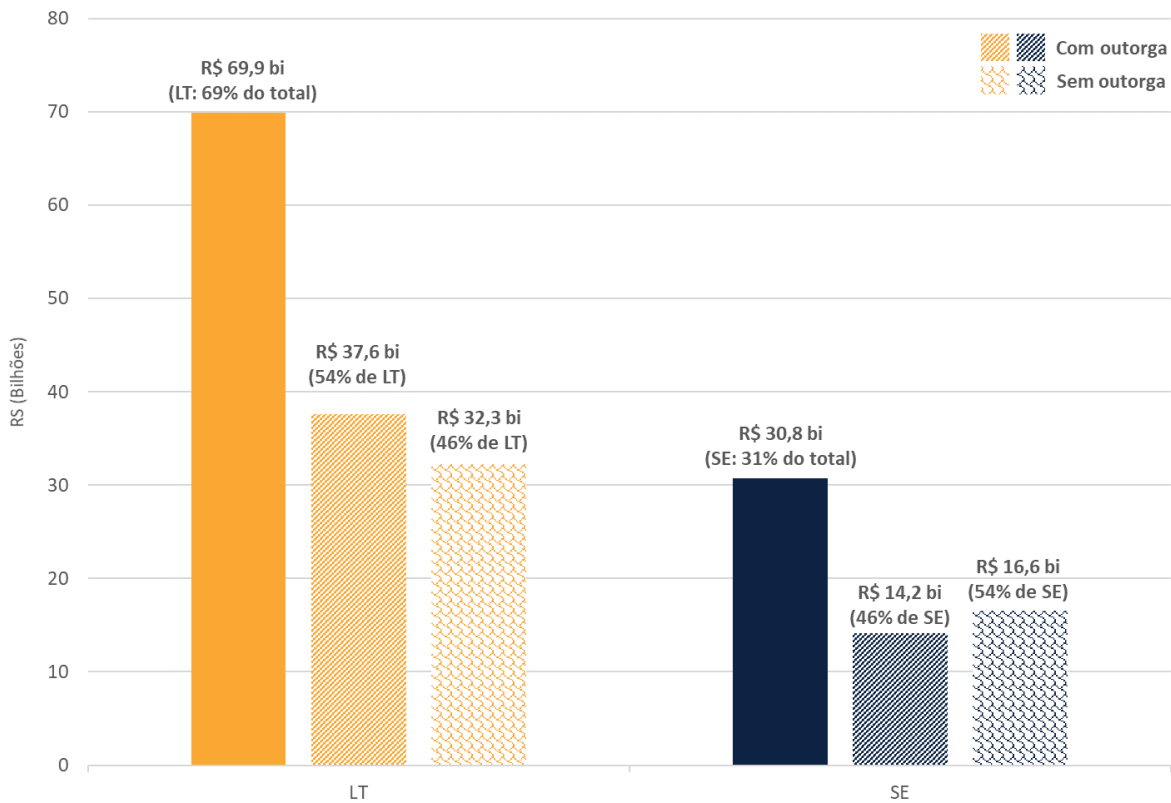


Gráfico 4 - 9: Cenários de referência: LTs por submercado

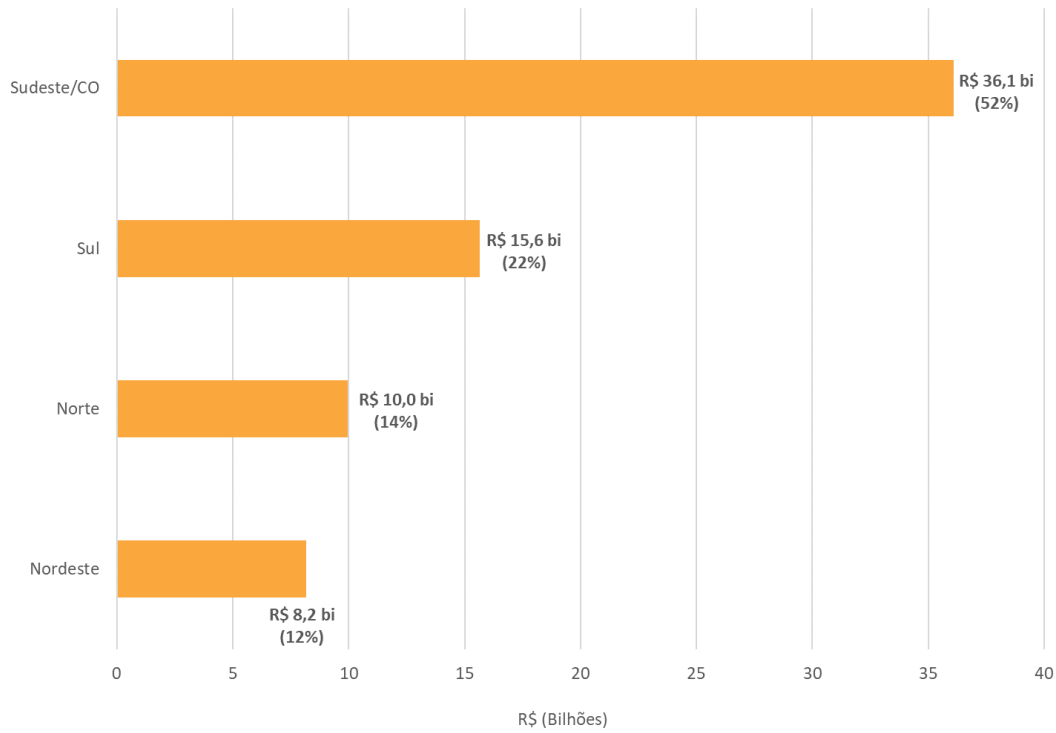


Gráfico 4 - 10: Cenários de referência: LTs por nível de tensão

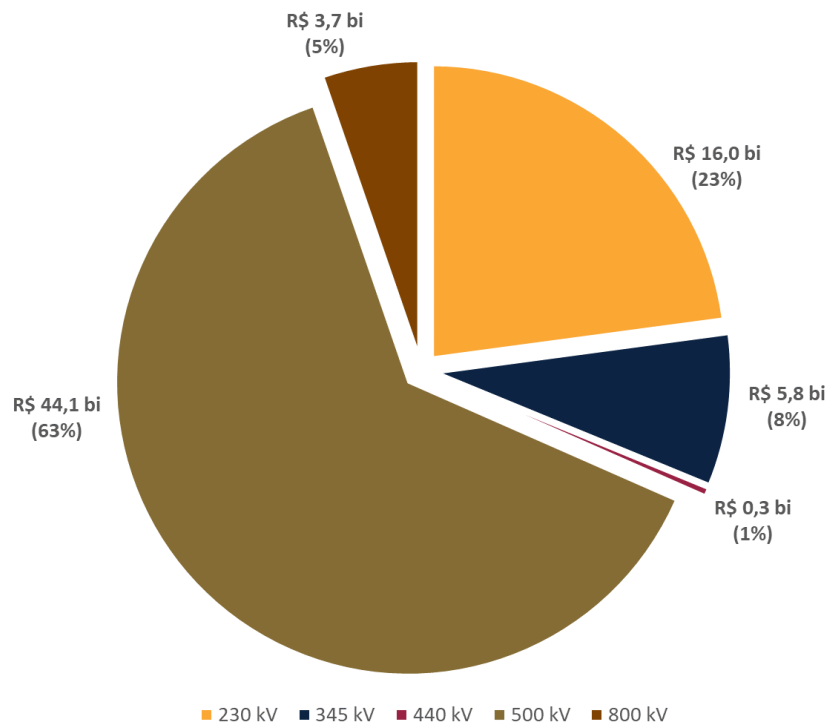


Gráfico 4 - 11: Cenários de referência: expansão física de LTs

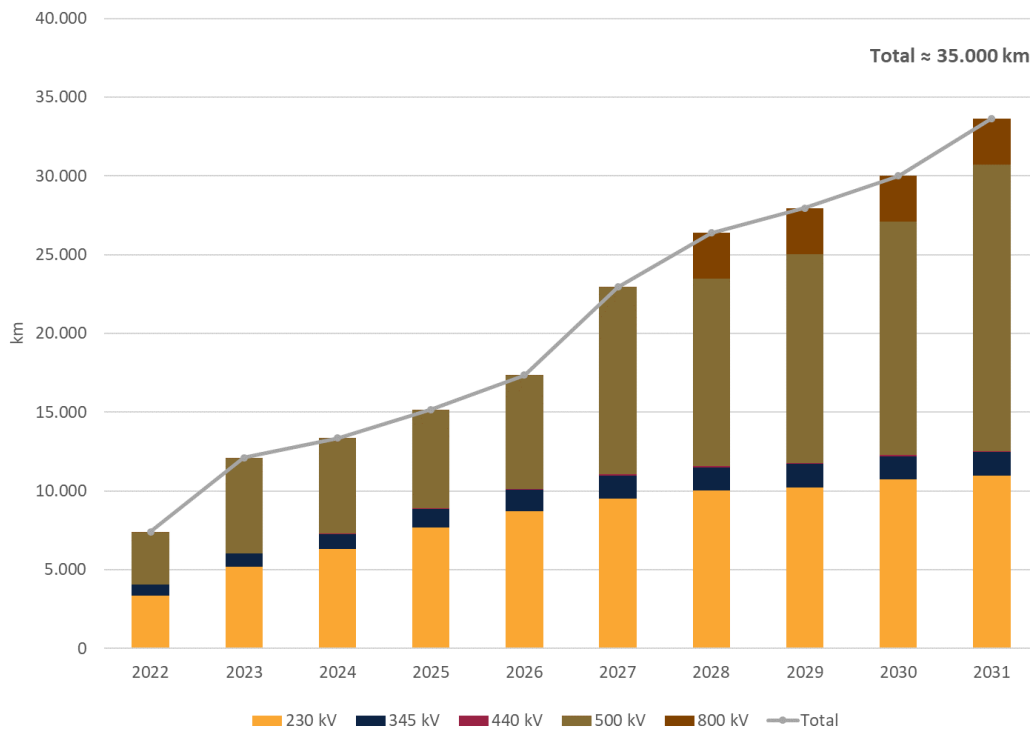


Gráfico 4 - 12: Cenários de referência: SEs por submercado

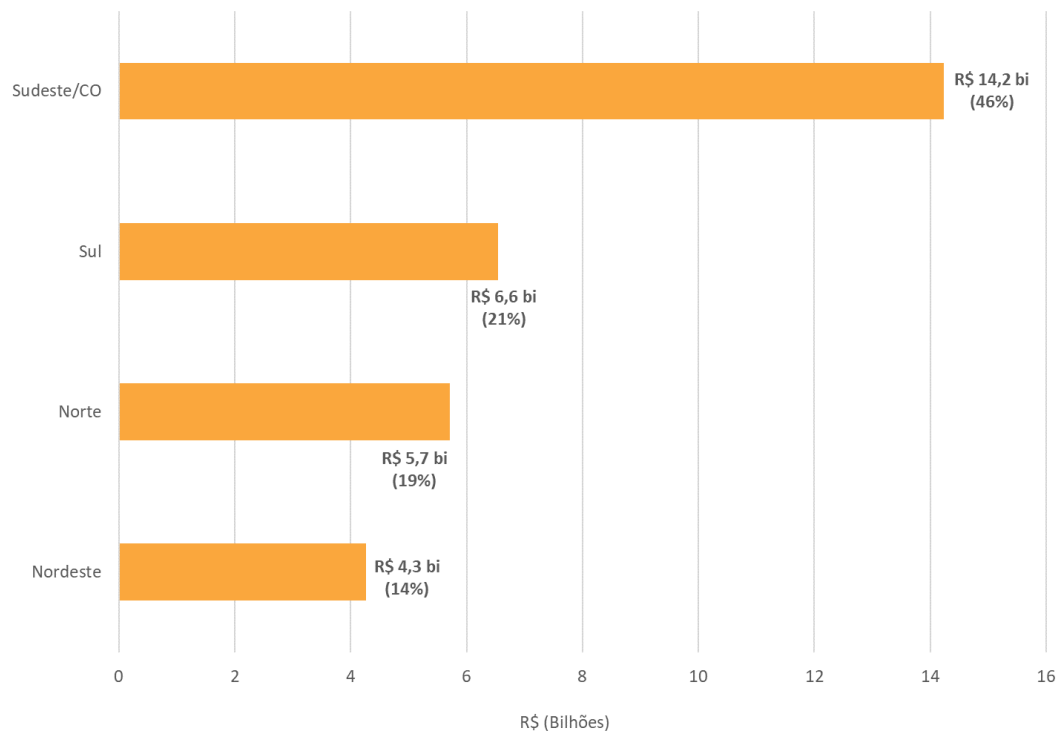


Gráfico 4 - 13: Cenários de referência: SEs por nível de tensão

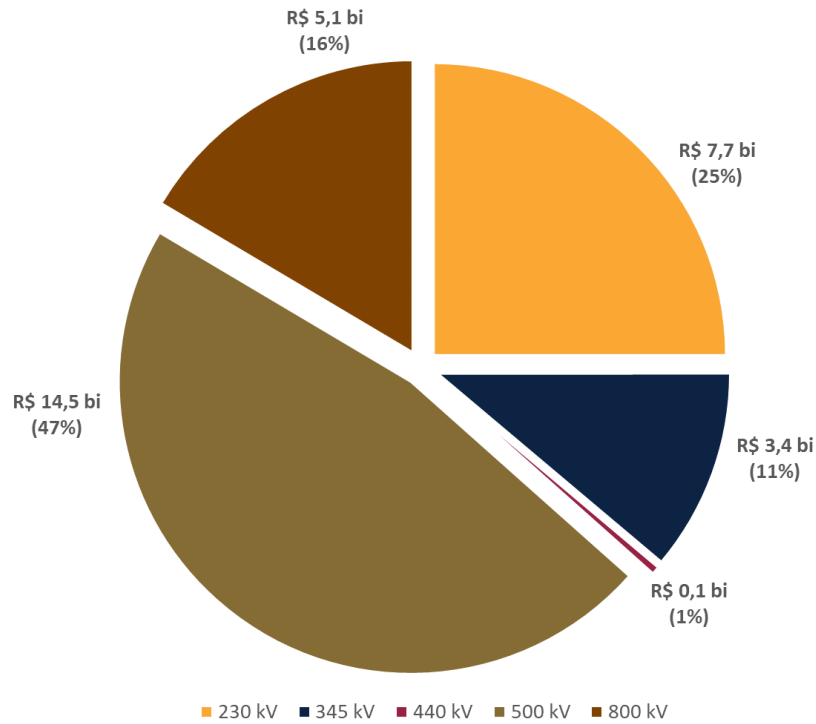


Gráfico 4 - 14: Cenários de referência: expansão física de SEs

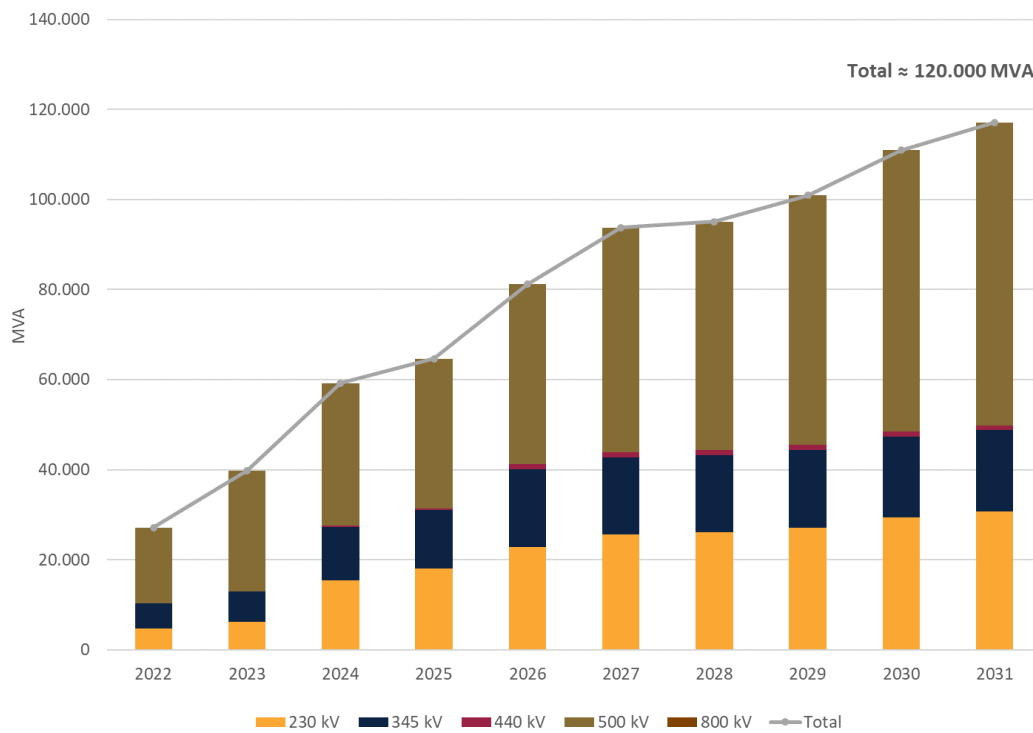


Tabela 4 - 3: Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - linhas de transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Estimativa dez/2021	9.204	2.683	12.816	68.583	6.869	10.397	64.721	175.273
Evolução 2022-2031	2.920	0	0	18.180	77	1.488	10.968	33.633
Evolução 2022-2026	0	0	0	7.228	66	1.354	8.713	17.361
Evolução 2027-2031	2.920	0	0	10.952	11	134	2.256	16.273
Estimativa dez/2031	12.124	2.683	12.816	86.763	6.946	11.885	75.690	208.907

Nota: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

Tabela 4 - 4: Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Estimativa dez/2021	24.897	196.552	30.892	54.820	114.718	421.879
Evolução 2022-2031	0	67.280	1.098	17.979	30.769	117.126
Evolução 2022-2026	0	40.015	1.098	17.180	22.909	81.202
Evolução 2027-2031	0	27.265	0	799	7.860	35.924
Estimativa dez/2031	24.897	263.832	31.990	72.799	145.486	539.004

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

(2) Não inclui transformadores das estações conversoras.

4.4.2 ATIVOS EM FINAL DE VIDA ÚTIL REGULATÓRIA

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 mais 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.

Atualmente, o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL estabelece que as transmissoras devem

encaminhar à ANEEL, ao ONS, à EPE e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, a relação dos equipamentos com vida útil regulatória remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil física superada e que, portanto, precisam ser efetivamente substituídos (superação técnica).

Naturalmente, o tempo de vida útil física depende de diversos fatores, como, por exemplo, as condições operacionais às quais os equipamentos estão submetidos, a qualidade e robustez dos equipamentos, as técnicas de manutenção utilizadas pelo agente proprietário, dentre outros.

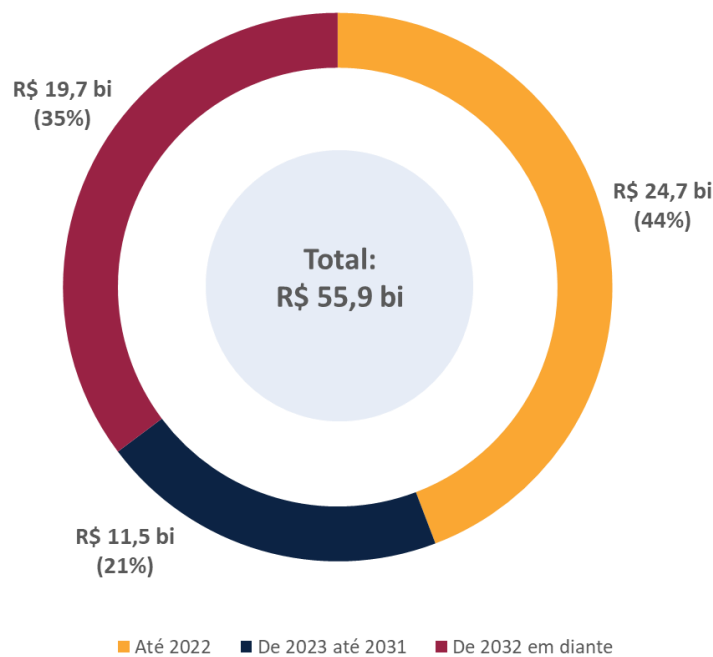
Dentro desse contexto, cabe ao agente proprietário da concessão do ativo avaliar o momento adequado para a indicação da substituição de cada equipamento por superação de vida útil física.

Normalmente, o tempo de vida útil física é bastante superior à vida útil regulatória, conforme afere-se do Relatório de AIR no 5/2019, de 23/09/2019, 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 2031, diversos ativos do sistema de transmissão terão a sua vida útil regulatória expirada. Nesse sentido, estima-se que seriam necessários investimentos da ordem de R\$ 35 bilhões caso fosse necessário substituir todos os equipamentos relacionados a subestações, conforme o **Gráfico 4 - 15**.

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 dentro do horizonte de 2031, apresentados no item 4.4.1.

Gráfico 4 - 15: Investimentos potenciais em ativos em final de vida útil regulatória



Fonte: Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Seleccionadas, ANEEL, 2018

4.4.3 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 da evolução dos valores da TUST dentro do horizonte do PDE 2031.

As simulações foram efetuadas com base nas condicionantes atualmente consideradas na

aplicação da Metodologia Nodal, que resultam na predominância da contribuição da parcela selo da TUST. Ou seja, não foram simulados neste item as sugestões do item 4.2.5.

Os cálculos foram realizados a partir do Programa Nodal v.54, que utiliza como dados de entrada a configuração do SIN e a Receita Anual Permitida – RAP total a ser arrecadada no ciclo.

A RAP considerada no primeiro ano analisado do PDE – ano 2025, foi derivada a partir do ciclo tarifário 2021-2022 (atualmente vigente), que apresenta valor de R\$ 28,33 bilhões, de acordo com a Nota Técnica nº 151/2021-SGT/ANEEL.

A evolução da RAP no período decenal foi calculada considerando-se as receitas estimadas para as obras planejadas no período 2022-2031, no cenário de referência, tomando-se por base a relação RAP/investimento da ordem de 12%, tal como depreende-se da Tabela 12 da Nota Técnica nº 151/2021-SGT/ANEEL.

Cumprir destacar que, a cada ciclo tarifário, o valor de RAP previsto para arrecadação foi dividido entre os segmentos carga e geração na proporção 50% - 50%, não tendo sido aplicados os mecanismos de ajuste previstos na regulamentação do setor, que afetam essa proporção de rateio.

Sobre essa questão, salienta-se que a proporção final do rateio entre os segmentos carga e geração registrada no ciclo tarifário 2021-2022, após a aplicação dos mecanismos referidos, foi de 47,49% - 52,51%, 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 2031.

O **Gráfico 4 - 16** e o **Gráfico 4 - 17** ilustram a distribuição das TUST-geração em cada um dos submercados nos anos de 2025 e 2031. De forma geral, observa-se que as tarifas se concentram em torno de valores médios, da ordem de 7,0 R\$/kW.mês no ano de 2025, e de 8,0 R\$/kW.mês no ano de 2031. Além disso, conforme o **Gráfico 4 - 18**, não são observadas grandes diferenças entre as tarifas de cada submercado.

Observações similares se aplicam ao caso da TUST-carga, cujos resultados são apresentados no **Gráfico 4 - 19**, no **Gráfico 4 - 20** e no **Gráfico 4 - 21**. Neste caso, as tarifas se concentram em torno de 11,0 R\$/kW.mês no ano de 2025, e de 12,0 R\$/kW.mês no ano de 2031.

Em síntese aos resultados obtidos, destaca-se que os condicionantes atualmente considerados na aplicação da Metodologia Nodal resultam em forte concentração da TUST em torno de valores médios, não sendo observadas grandes diferenças entre os submercados.

Tal condição provoca predominância da contribuição da parcela selo da TUST e “socialização” da remuneração do sistema, tal como discutido no item 4.2.5.

Gráfico 4 - 16: Cenários de referência: TUST-geração no ano 2025

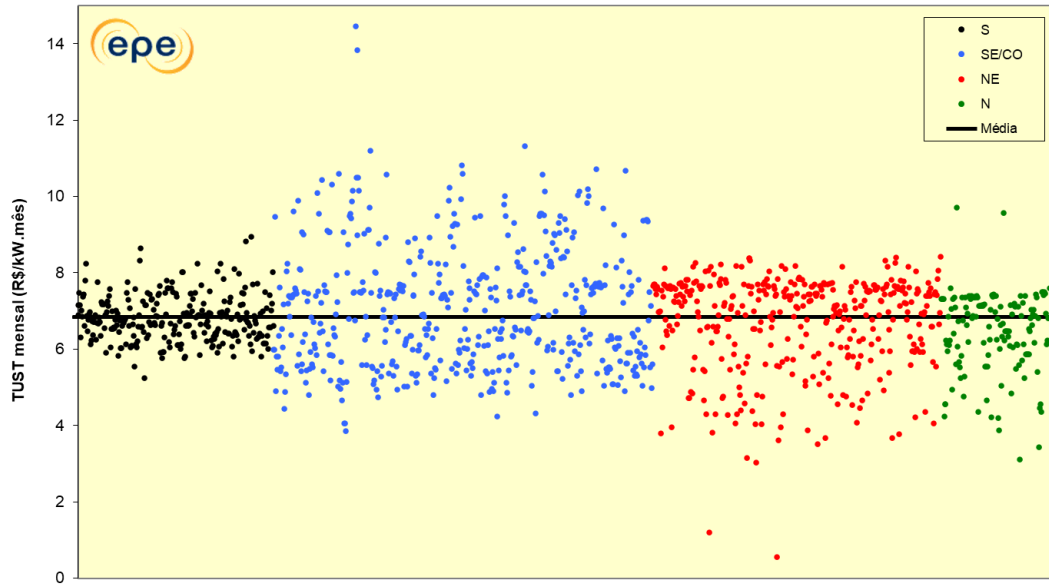


Gráfico 4 - 17: Cenários de referência: TUST-geração no ano 2031

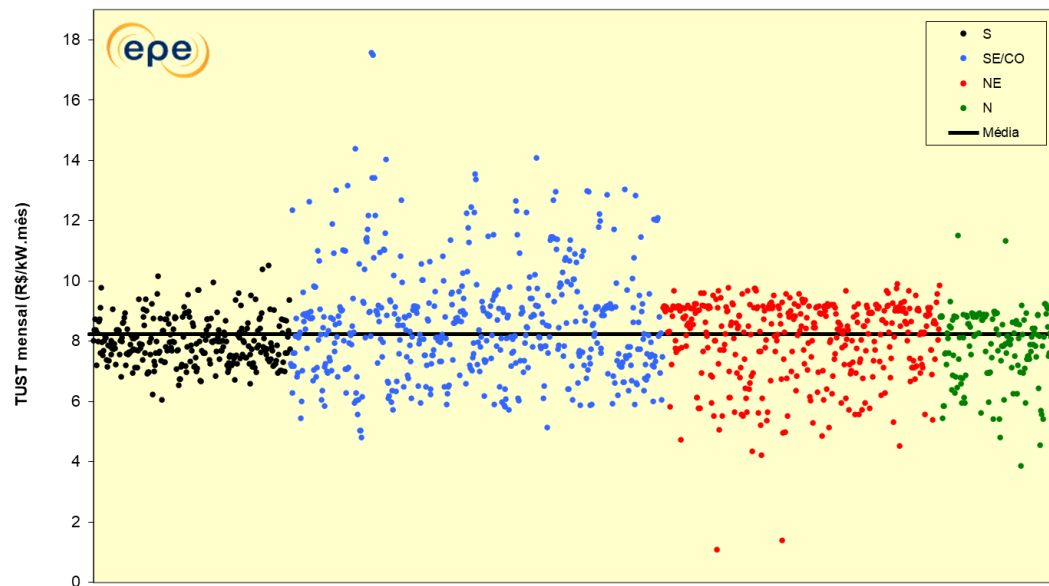


Gráfico 4 - 18: Cenários de referência: TUST- geração média nos anos 2025 e 2031

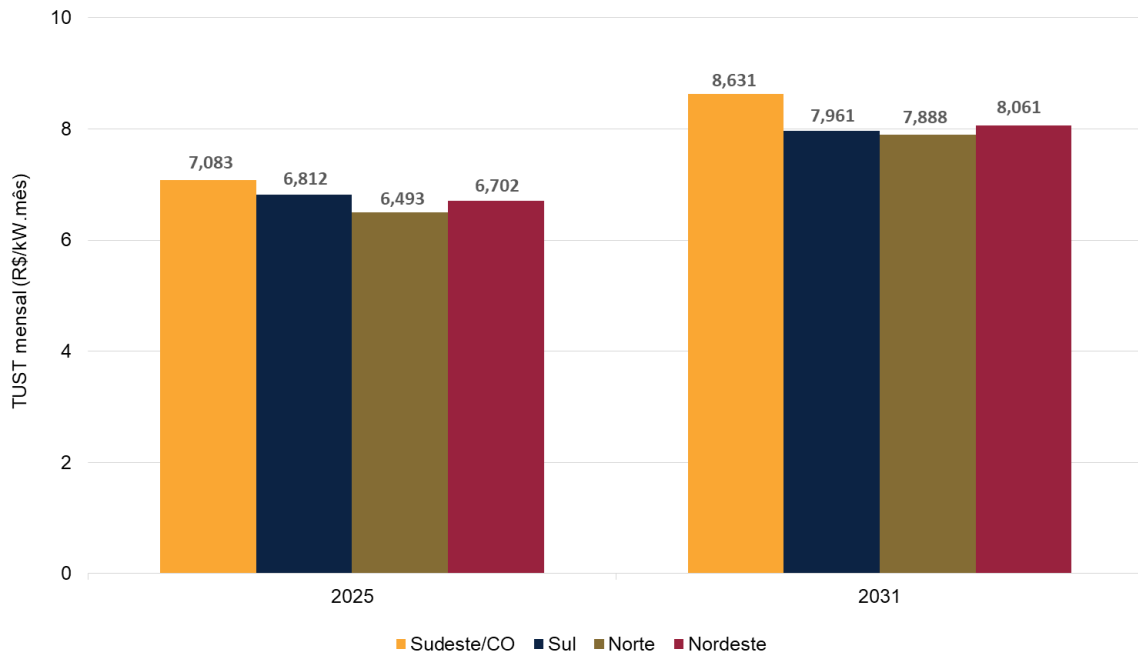


Gráfico 4 - 19: Cenários de referência: TUST-carga no ano 2025

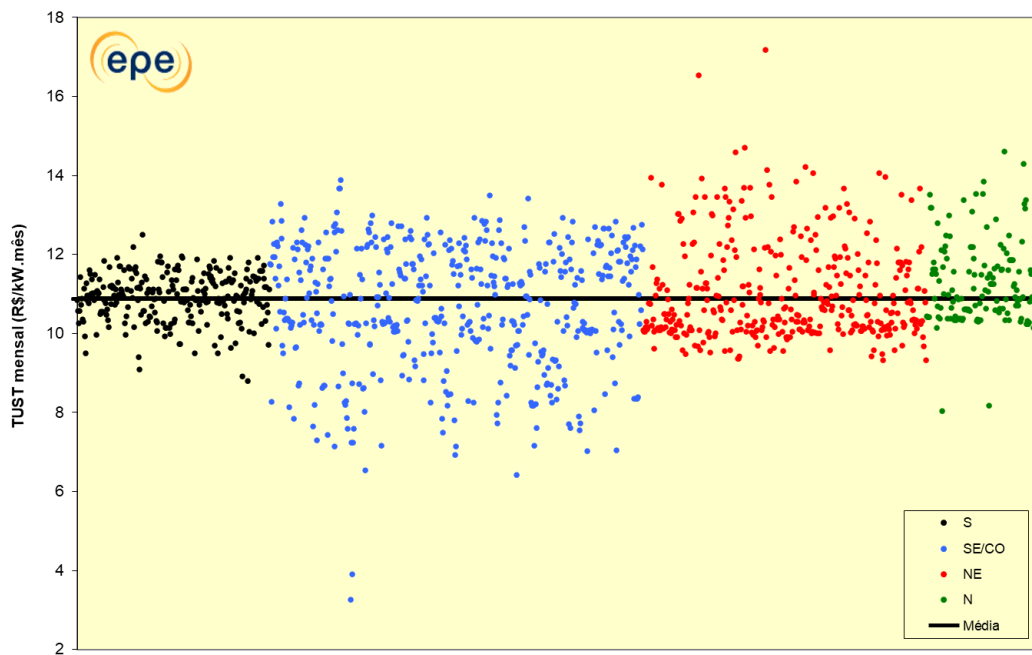


Gráfico 4 - 20: Cenários de referência: TUST-carga no ano 2031

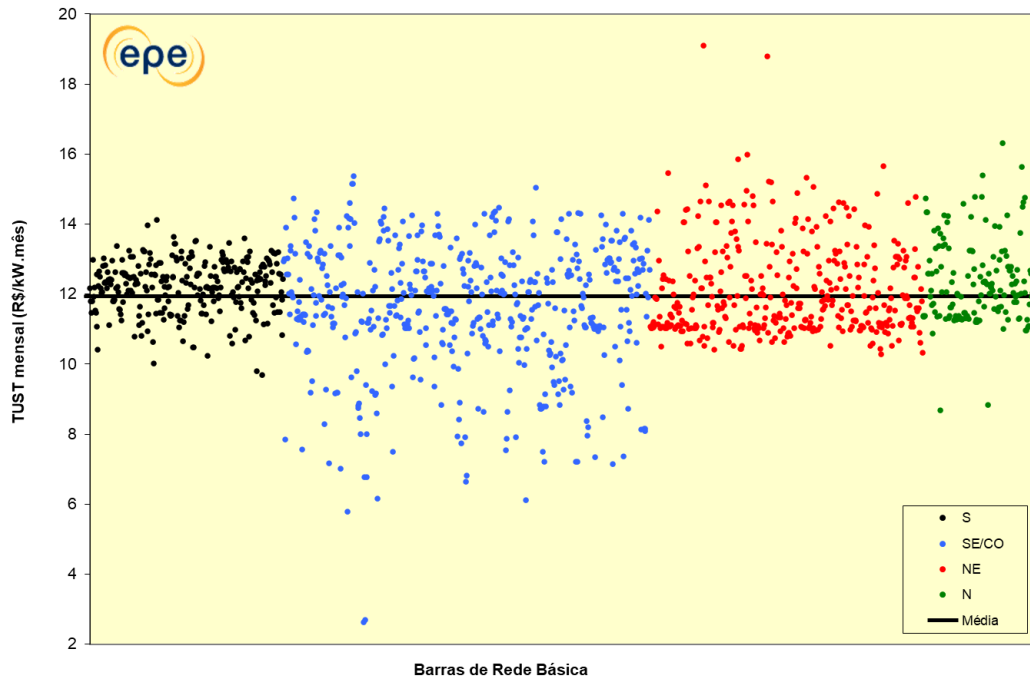
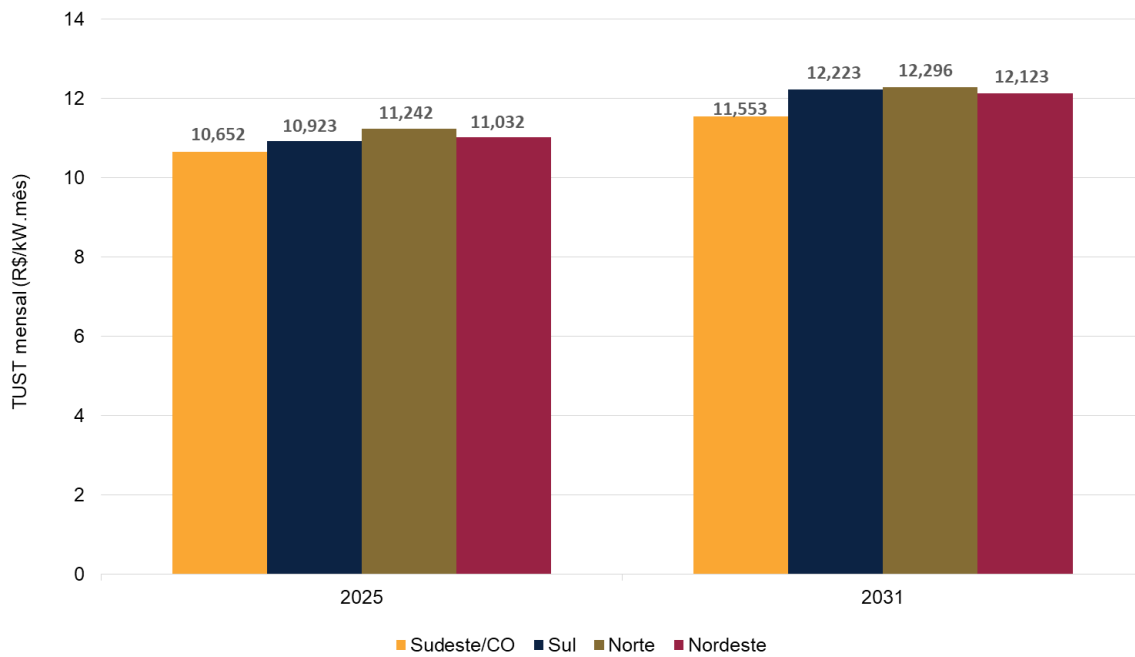


Gráfico 4 - 21: Cenários de referência: TUST- carga média nos anos 2025 e 2031



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- *A redução dos valores de investimento para empreendimentos eólicos e fotovoltaicos, somada aos descontos tarifários aplicáveis a esses tipos de fontes (serão encerrados em decorrência da Lei nº 14.120/2021), vêm resultando em competitividade e protagonismo cada vez maior das fontes renováveis na expansão da oferta de geração no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Em consequência, novos desafios foram lançados ao planejamento da transmissão, que passou a contar com maior dificuldade no gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração, reduzindo a previsibilidade dos montantes e da sua localização. Em resposta a esse novo cenário, a EPE começou a aprimorar a sistemática aplicada nos estudos proativos da transmissão, principalmente no tocante à gestão de informações.*
- *Há o reconhecimento global de que a flexibilidade é um componente essencial para se garantir a confiabilidade, estabilidade e a própria segurança energética do SIN à medida que aumenta a proporção de renováveis e o novo mercado de energia se consolida. A EPE está bastante sensível em relação a essa questão e vem buscando orientar os estudos de expansão da malha de transmissão, notadamente das interligações regionais, de modo a viabilizar cada vez mais a gestão eficiente dos recursos globais disponíveis no sistema. No sentido de agregar flexibilidade ao sistema interligado, a expansão pode se dar considerando diferentes tecnologias aplicadas à rede, como os dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System) e o armazenamento de energia, que podem contribuir com a controlabilidade e aumento da capacidade de transmissão de energia, otimizando a expansão da rede elétrica. Em outra perspectiva, pode-se ainda agregar flexibilidade ao SIN por meio da prestação dos serviços ancilares.*
- *A integração do potencial de 8.000 MW de geração termelétrica previstos na Lei nº 14.182/2021 representa um grande desafio para a efetiva coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão. As singularidades associadas à contratação dessas usinas dificultam a adoção de estratégias de planejamento antecipativo como as que vêm sendo adotadas nos estudos proativos de transmissão, orientados à integração de fontes renováveis, onde é possível estimar a dinâmica de concretização dos potenciais a partir de bases de dados consolidadas. Assim, no caso das usinas termelétricas da Lei nº 14.182/2021, a EPE entende que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento.*
- *Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, o Brasil possui ainda interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela. A possibilidade de modernização ou ampliação dessas interligações, e mesmo de desativação de alguns dos atuais pontos de interligação, tem sido objeto de análises conjuntas por parte da EPE e do ONS nos últimos anos em atenção a solicitações do MME.*
- *O cálculo da TUST, atualmente efetuado a partir da aplicação da Metodologia Nodal, requer o estabelecimento de condicionantes que exercem impacto significativo nos resultados obtidos. Dentre desse contexto, a consideração de um único cenário energético, elaborado a partir da aplicação do despacho proporcional entre submercados, resulta na predominância da contribuição da parcela selo da TUST (aprox. 100%), o que consiste em uma sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão. A EPE entende ser oportuno que a TUST passe a ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas conhecidas no sistema.*
- *As obras recomendadas pela EPE em estudos de planejamento já concluídos proporcionarão expressiva expansão da capacidade das interligações regionais até o ano de 2031. Dentro do horizonte de 2026, destaca-*

**PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

se a evolução da capacidade de exportação total da Região Nordeste em cerca de 150 % do limite existente no início dessa década, atingindo a capacidade de 15 GW. Cabe destacar que expansões adicionais, ainda em análise em estudos de planejamento a serem concluídos até março de 2022, elevarão essa capacidade para cerca de 30 GW.

- *Nesta edição do PDE, 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\$ 100,7 bilhões, sendo R\$ 51,8 bilhões referentes a empreendimentos já outorgados.*

Conclusão dos Capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

O Setor Elétrico Brasileiro passa nos últimos anos por profundas transformações que levam à mudança da matriz de geração de energia elétrica. Nesse sentido, a EPE exerce papel importante na expansão da matriz por meio dos estudos indicativos do PDE e da atuação no desenvolvimento dos Leilões de Energia. Desde 2005, foram realizados 45 leilões de geração, onde 71,2 GW de capacidade instalada se encontram em operação comercial e outros 11,5 GW seguem em fase de construção ou em processo de obtenção de outorga. Outro aspecto fundamental são os investimentos efetuados para ampliação do sistema de transmissão, que hoje conta com mais de 140 mil quilômetros de linhas que conectam as diversas regiões do país, sendo a única exceção ainda existente o estado de Roraima. Essa robustez do sistema possibilita o aproveitamento da complementaridade das fontes em todo o país, tanto pela diversificação de recursos como pela dispersão geográfica. Além disso, a definição dos critérios de segurança de suprimento do setor elétrico a partir da publicação da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, e da Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020, permitem o planejamento identificar de forma eficaz se estamos em uma “zona segura” ou não, dado o nível de risco considerado. O PDE 2030, aprovado pelo MME em fevereiro de 2021, já considerou os novos critérios de suprimento e o PDE 2031 segue com seu uso e aperfeiçoando o modo como os requisitos, quando existentes, são quantificados.

Sobre o aspecto conjuntural, o biênio 2020/2021 trouxe novos desafios decorrentes da situação de escassez hídrica e seus impactos sobre o setor elétrico brasileiro. A EPE, que participa do CMSE, junto às outras instituições do setor elétrico, esteve a todo momento focada em como incorporar nos estudos de médio e longo prazo o que a conjuntura ensinava. No âmbito destes comitês, diversas ações de curto prazo foram tomadas a partir do segundo semestre de 2020 para a manutenção

das adequadas condições operativas e garantir a segurança do suprimento do SIN. Como destaque, cabe citar a aprovação dos despachos termelétricos fora da ordem de mérito econômico, que buscam corrigir pontualmente as sinalizações dos modelos matemáticos que regem a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ao longo das discussões de 2021 pode-se perceber que os resultados dos modelos computacionais utilizados nos estudos de geração apontavam para uma gestão dos recursos hídricos, e consequente flexibilidade operativa das UHE, que não se verificava na prática. É importante destacar que apenas durante a situação de escassez isso pode ser verificado, já que em condições normais de operação o atendimento aos outros usos da água era feito sem evidenciar grandes desafios. Nesse contexto, o PDE 2031 trouxe uma nova abordagem sobre as restrições operativas do SIN, apresentando uma forma de retroalimentação dos modelos matemáticos a partir dos dados verificados no passado recente. O capítulo 3 apresentou a metodologia proposta e seus impactos desde o cálculo dos requisitos até a expansão de referência.

Dentre os principais ganhos obtidos, é importante destacar que uma vez quantificados os gastos energéticos para que as hidrelétricas possam trazer flexibilidade operativa ao SIN, os requisitos de energia e potência apontaram para maior necessidade de expansão, quando comparados com simulação usando os dados oficiais. Isso também é percebido quando comparado com os requisitos do PDE 2030. Também foi identificado que cenários como o que ocorreu em 2020, quando a disponibilidade de potência das hidrelétricas ficou próxima de 60.000 MW, se tornaram mais representativos nas visões de médio e longo prazo, especialmente para as simulações de 2021.

Quando analisada a expansão indicativa da Rodada Livre, a nova abordagem das restrições

operativas levou à expressiva indicação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, complementadas por termelétricas sem geração compulsória, resposta da demanda e modernização com ampliação de UHE. O incremento de oferta foi suficiente para garantir o atendimento aos critérios de suprimento, assegurando que o uso energético das hidrelétricas para prestar o serviço de flexibilidade operativa está considerado.

Essa expressiva indicação de crescimento de fontes renováveis, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, bastante concentradas na Região Nordeste, reforça a importância de expansão das interligações elétricas regionais para assegurar, além de condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, maior flexibilidade na gestão dos recursos globais disponíveis no sistema, tais como inércia e reserva de potência operativa, tornando a rede mais resiliente face a variações na carga, na geração ou até mesmo na contingência de grandes blocos de transmissão.

A respeito dessa questão, destaca-se que as obras recomendadas pela EPE em estudos de planejamento já concluídos resultarão em expressiva expansão da capacidade das interligações regionais até o ano de 2031. Somente no horizonte de 2026, destaca-se a evolução da capacidade de exportação total da Região Nordeste em cerca de 150 % do limite existente no início dessa década, atingindo a capacidade de 15 GW. Cabe destacar que expansões adicionais, ainda em análise em estudos proativos de transmissão a serem concluídos até março de 2022, elevarão essa capacidade para cerca de 30 GW.

Tais estudos, registra-se, vêm sendo realizados considerando novas abordagens de planejamento, tendo em vista a expansão cada vez maior das fontes renováveis a partir do Ambiente de Contratação Livre – ACL, onde há maior dificuldade para o gerenciamento de informações relativas aos montantes e localização da oferta de geração prospectados. Nos estudos em questão, a projeção do montante total de capacidade instalada para essas fontes, no ano horizonte, levou em conta os montantes de potência, em fase de contratação, nesse ambiente de comercialização, além dos

incrementos anuais de geração indicativa sinalizados no PDE. Já a distribuição desse potencial, para fins de avaliação da expansão da transmissão, foi baseada na análise de uma ampla amostra de dados disponíveis nos sistemas AEGE (EPE), SIGEL (ANEEL) e SGAcesso (ONS), o que permitiu identificar os pontos de maior interesse do mercado para conexão de novos empreendimentos.

Complementarmente a essas questões, o Plano também discutiu a necessidade de aprimoramento do sinal locacional da TUST para assegurar o uso mais racional do sistema de transmissão, tendo essa medida inclusive o potencial de facilitar/acelerar a integração de novos geradores ao sistema de transmissão, ao agregar competitividade a projetos mais próximos aos grandes centros de carga, notadamente menos dependentes de expressivas expansões da rede. De fato, a importância desse aprimoramento vai além da alocação correta e “justa” de custos associados aos sistemas de transmissão, interferindo ainda no planejamento da expansão da geração.

Em relação aos resultados para o Cenário de Referência, que incorporaram as diretrizes de políticas energéticas, dentre elas a Lei nº14.182/2021, para acomodar as usinas termelétricas com geração compulsória houve a substituição de oferta renovável eólica e solar fotovoltaica. Sobre isso, registra-se que será necessária uma desafiadora coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão associadas ao escoamento dessa capacidade de geração a ser contratada, tendo em vista os prazos atuais para execução das fases que envolvem a instrução, fiscalização e publicação do processo licitatório dos empreendimentos de transmissão.

Do ponto de vista econômico-financeiro, no horizonte até 2031, pelos cenários de referência, estimam-se investimentos da ordem de R\$ 100,7 bilhões em novos ativos de transmissão, sendo R\$ 51,8 bilhões referentes a empreendimentos já outorgados, bem como R\$ 292,2 bilhões em novos ativos de geração centralizada, dos quais R\$ 100 bilhões já contratados. Esses volumes de investimento de transmissão ainda deverão ser ampliados, quando da conclusão dos estudos de

expansão Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste, previstos para primeiro trimestre de 2022. Para o horizonte até 2036, adicionais R\$ 180 bilhões de ativos de geração são previstos.

Por fim, destaca-se a importância do papel do PDE 2031 ao trazer uma visão integrada do setor energético e, no caso específico dos Capítulos 3 e 4,

com foco na expansão do sistema de energia elétrica. Essa integração permite que o setor elétrico brasileiro mantenha seu perfil renovável e confiável, sendo um importante indutor para o desenvolvimento econômico do Brasil.

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

Neste capítulo são apresentadas as previsões da produção de petróleo e gás natural, sendo para o ano de 2021 referente à média do realizado para o ano, com destaque para: a contribuição a partir do horizonte geológico do pré-sal; um foco mais aproximado no ambiente *onshore*; as análises de sensibilidade realizadas para o aumento da produção em campos desinvestidos pela Petrobras; e, produção líquida de gás natural.

O capítulo apresenta, ainda, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor e nas demandas por plataformas do tipo Unidades Estacionárias de Produção (UEPs).

O processo de elaboração das projeções da produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 31 de julho de 2021, data até quando foram incorporadas informações sobre dados de reserva, previsão da produção de campos, 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 para Unidades Produtivas (UP) com Recursos Descobertos (RD) (com comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória) e com Recursos Não Descobertos (RND), com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União (sem contrato).

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, os primeiros anos do plano são balizados com informações do Plano Anual de Produção, que são previsões da produção para cinco anos, enviadas anualmente pelas Concessionárias à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Já na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados para as outorgas da Cessão Onerosa. No PDE 2031, os excedentes da Cessão Onerosa correspondem aos volumes médios do intervalo divulgado para estas outorgas, que foram incorporados às reservas, proporcionando o aumento do fluxo da produção.

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

A previsão da produção dos recursos na categoria de contingentes leva em conta que tais unidades, apesar de terem o potencial petrolífero confirmado, ainda estão sob avaliação econômica. Assim sendo, aplicou-se para todas as unidades desta categoria um fator de risco em função da incerteza quanto à sua declaração de comercialidade.

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

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

No caso dos recursos não descobertos sem contratos, na área da União, está previsto que as áreas com restrição ambiental, ou seja, consideradas não aptas para atividades de E&P por instrumentos

ambientais formais, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões da produção.

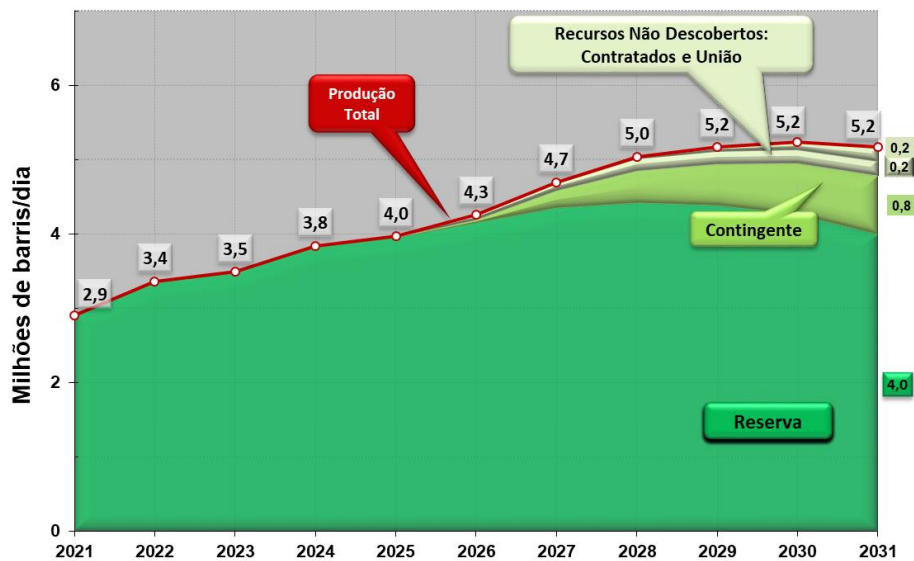
5.1 Previsão da Produção de Petróleo

A previsão da produção de petróleo nacional (**Gráfico 5 - 1**) foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso. A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2028, mantendo o patamar em torno de 4 milhões de barris/dia até o final do período.

Esta produção é explicada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do pré-sal, em especial nos campos de Búzios, Tupi, Mero,

Sépia e Atapu, que representam cerca de 70% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2022-2026, seis módulos de produção para Búzios até 2026 (2 em contratação), além de outros 7 distribuídos para os campos de Itapu (1), Mero (4), Parque das Baleias (1) e SEAP- Sergipe-Alagoas Águas Profundas (1, em contratação). Estão programados ainda dois módulos, com entrada prevista em 2023, para o Campo de Marlim, no Pós-sal da Bacia de Campos.

Gráfico 5 - 1: Previsão da produção diária de petróleo nacional



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 Sergipe-Alagoas, do Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, para as quais se estima uma produção de 97% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções anteriores da EPE, observa-se uma redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional. Este resultado pode ser atribuído às devoluções e suspensões de algumas áreas que estavam em avaliação. As áreas que mais contribuíram para a redução foram Peroba, C-M-535, ES-M-527, ES-M-594, POT-M-665 e SEAL-M-349. A previsão do primeiro óleo para a área do bloco S-M-518 e para as descobertas em águas

profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas sofreram uma postergação de 2 e 1 anos, respectivamente, com relação ao ciclo anterior.

A partir de 2025, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 4% da produção nacional em 2031. A contribuição da produção dos recursos na área da União⁵², dependente da realização de novas contratações⁵³, por concessão ou partilha da produção, e tem seu início provável de produção a partir da segunda metade do decênio, alcança aproximadamente 4% da produção total em 2031. Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2031 seja cerca de 80% maior do que a registrada em 2021 (2,9 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 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 10%. As produções em águas rasas e em terra não ultrapassam 7% do total. Contudo, há expectativa de melhora na produção desses ambientes, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020) e ao Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar), que são apresentados no item 5.5.

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 70% da produção brasileira total

de petróleo e 66% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção neste ambiente exploratório que apresenta grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial. Nos próximos cinco anos, dos quinze projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2022-2026, doze são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da Produção. Este cenário já estava presente em estudos anteriores da EPE e foi mantido neste ciclo do PDE. A produção nacional de petróleo e gás natural foi representada de acordo com o nível estratigráfico em relação à camada de sal, nas bacias de Campos e Santos. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, localizado imediatamente abaixo do sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos, como Tupi, Sapinhoá, Búzios e Mero. As classificações em pós-sal e extra pré-sal referem-se às unidades produtivas localizadas na área do polígono do marco regulatório e reservatório acima do sal, ou fora desta, respectivamente.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período (**Gráfico 5 - 2**), devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção dos campos sob contratos de Cessão Onerosa, e de Partilha da Produção, como os campos de Búzios, Mero e outras descobertas.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 80%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 10%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 10%.

⁵² 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

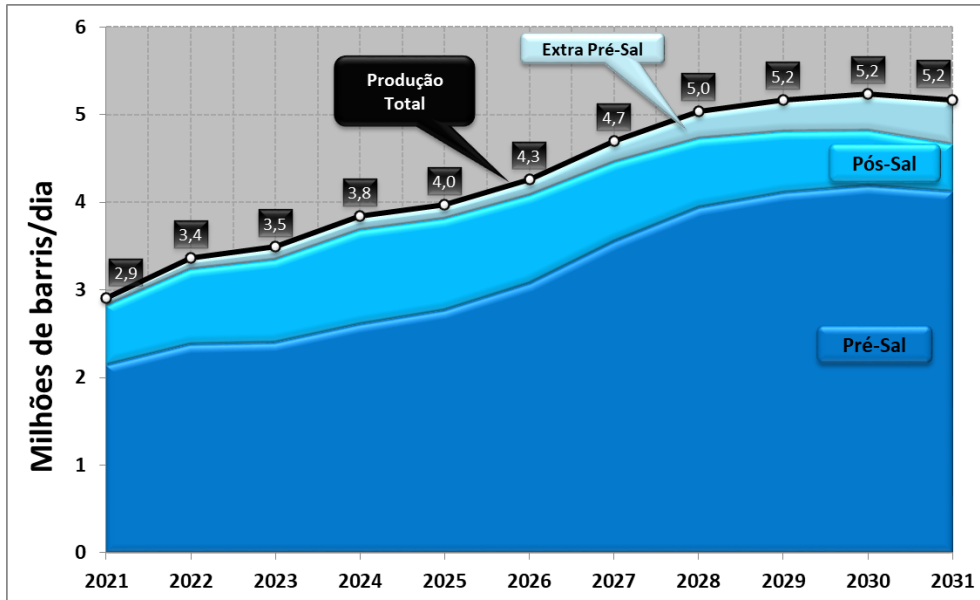
Individualização da Produção de Tupi (antigo Lula), no Pré-Sal da Bacia de Santos.

⁵³ Novas contratações indicadas neste PDE consideram o cronograma de rodadas de licitação aprovado pelo CNPE.

Cumpre destacar que estes resultados não consideram eventuais sensibilidades decorrentes dos efeitos de programas como o Promar e o REATE

2020, que podem impulsionar a produção em outros ambientes.

Gráfico 5 - 2: Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



5.2 Previsão da Produção de Gás Natural

A parcela da produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 195 milhões de m³/dia. Em 2029, a produção da reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição dos recursos contingentes e não descobertos (**Gráfico 5 - 3**). No decênio, as maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas (SEAL), Solimões, Potiguar e Parnaíba.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações no horizonte geológico do pré-sal nas bacias de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com 75% do total dos recursos contingentes no ano de 2031.

A partir de 2025, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e a partir da segunda metade do decênio em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é cerca de 10% da produção nacional em 2031.

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 88% do total previsto para 2031, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, se mantém a influência predominante das unidades produtivas das bacias de Campos, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas (SEAL) e Solimões.

A produção líquida de gás natural (**Gráfico 5 - 4**), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as UPGNs, é

obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P)⁵⁴ de gás natural.

Gráfico 5 - 3: Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional

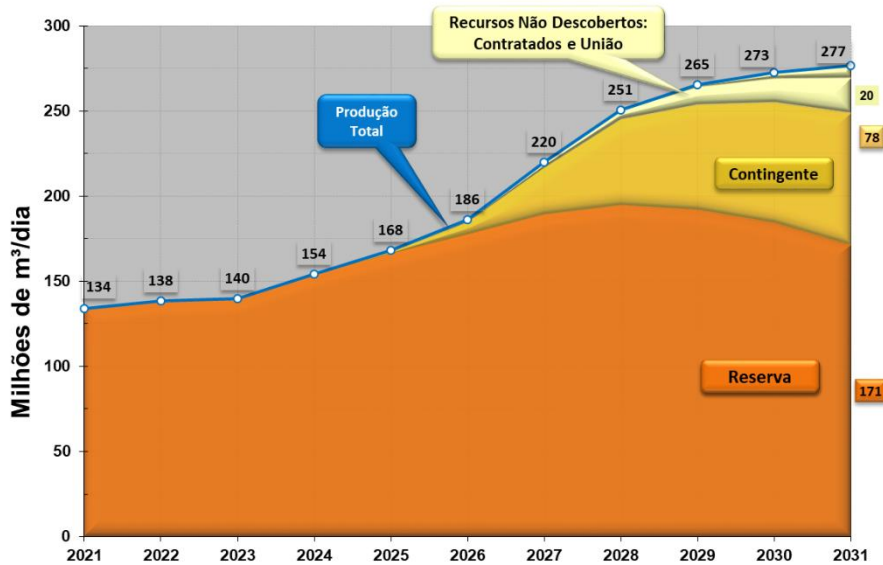
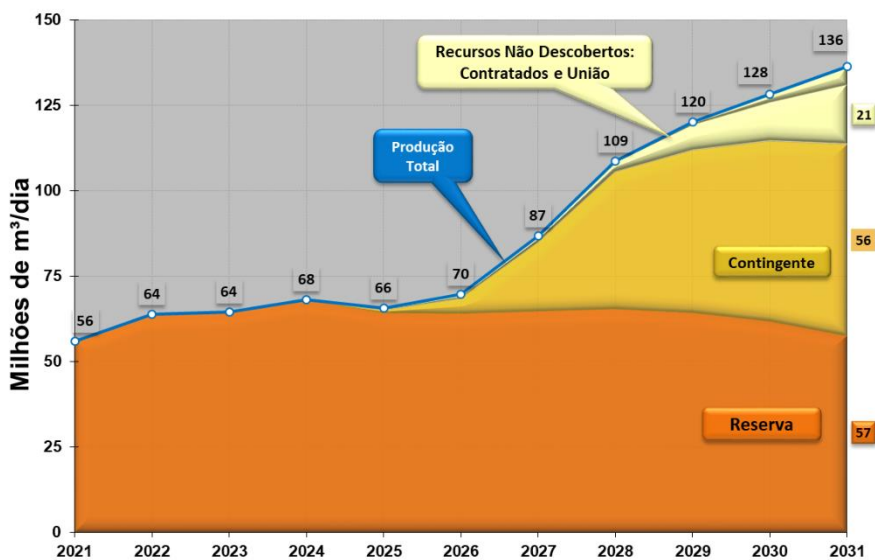


Gráfico 5 - 4: Previsão da produção líquida de gás natural nacional



⁵⁴ Espera-se um aumento no consumo próprio de gás natural para E&P devido ao crescimento do número de unidades estacionárias de produção (UEP), ao aumento da produção de

gás natural em áreas mais afastadas da costa e à alta demanda energética em algumas unidades com grande parcela de injeção do gás.

A previsão da produção líquida de gás natural apresenta um suave patamar nos primeiros 4 anos e um aumento acelerado a partir de 2026 em decorrência da entrada de novas UP dos recursos contingentes e não descobertos (RND-E). Seu comportamento não acompanha a produção bruta, durante o período, pelas características dos campos *offshore*, em que são consideradas as altas taxas de injeção de gás natural. A injeção é utilizada como uma solução para a remoção dos altos teores de CO₂, para o aumento da recuperação do petróleo e para a manutenção da pressão nos reservatórios. Após ser removido da corrente de gás natural, o CO₂ precisa ser reinjetado e ocorre também o carreamento de outros componentes durante sua separação. Entretanto, há um limite de injeção de gás natural em função da estabilidade dos reservatórios e do regime ótimo de recuperação de líquidos (EPE, 2019a; ANP, 2020c).

Neste contexto, diferentes tecnologias de aproveitamento para o excedente de gás natural

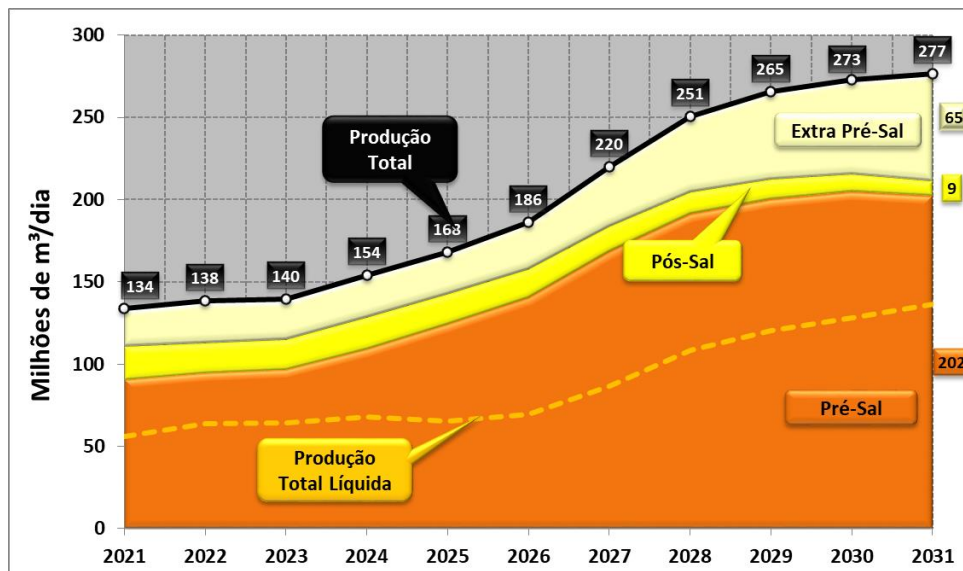
podem ser avaliadas, além do escoamento do gás natural até uma UPGN na costa, como as tecnologias embarcadas de aproveitamento de gás natural.

A partir de 2026, espera-se um aumento na produção líquida de gás natural através da entrada de novos projetos, com destaque para as bacias de Campos, SEAL e Solimões, além do início da produção do volume excedente da Cessão Onerosa.

O Box 5-1 apresenta uma análise de sensibilidade para o aumento da produção líquida de gás natural sob a expectativa otimista trazida pela Nova Lei do Gás, aprovada em 08 de abril de 2021.

O **Gráfico 5 - 5** apresenta as previsões da produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra pré-sal. A partir de 2023 ocorre um crescimento mais acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do pré-sal, permanecendo significativa ao longo de todo período e que representando cerca de 73% do total em 2031.

Gráfico 5 - 5: Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



Fonte: EPE.

Box 5 - 1: Análise de sensibilidade para aumento da produção líquida de gás natural no horizonte do PDE 2031

As previsões da produção para o decênio indicam que a disponibilização de gás natural para o mercado consumidor permanece abaixo do alto potencial que a produção bruta brasileira permitiria alcançar. A previsão da produção líquida de gás natural para o ano de 2031 equivale a 49% da produção bruta, considerando-se todas as categorias de recursos.

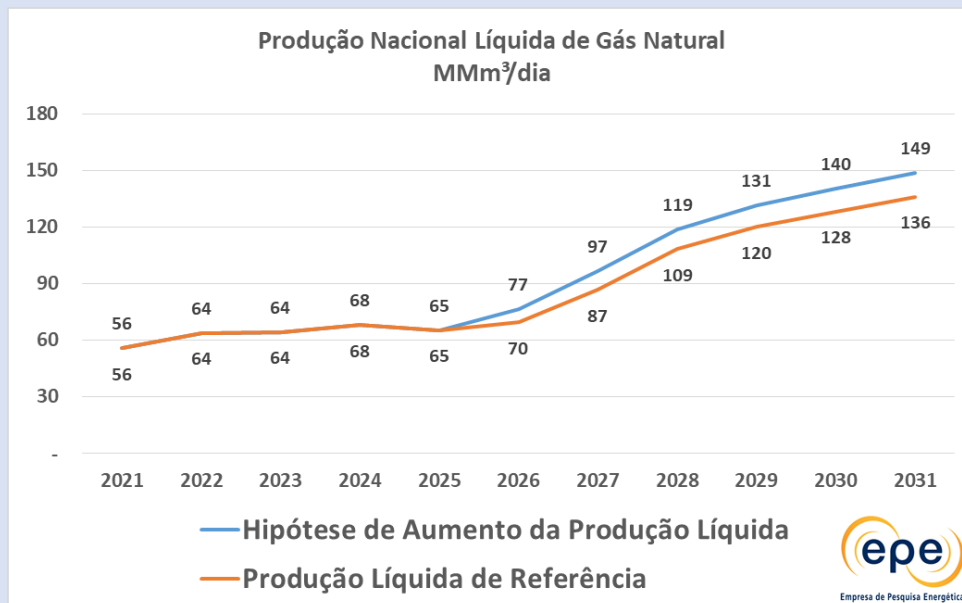
Para o pré-sal da Bacia de Santos, este número é ainda menor, representando 28% da previsão da produção bruta de referência. Para este ambiente, as plataformas cada vez maiores e mais complexas possuem alta demanda energética, o que vem provocando um aumento significativo no uso do gás como combustível (consumo interno). Contudo, o principal fator de abatimento da produção bruta de gás natural continua sendo a reinjeção.

A opção das empresas concessionárias pela reinjeção total ou parcial do gás natural no reservatório é justificada parcialmente pelo consequente aumento na recuperação do óleo, mas também é resultado de outros fatores que dificultam a disponibilização do gás, como as questões sobre o seu escoamento e a necessidade de uma demanda firme por se tratar de um gás associado ao óleo.

As discussões trazidas pelo Programa “Novo Mercado de Gás” configuram um cenário otimista com relação ao aumento do aproveitamento deste insumo. Em 2021, houve um grande avanço neste sentido com a publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021) e do Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021, que a detalha e regulamenta. O decreto também fornece orientações à ANP que possui um papel de protagonismo na garantia de um mercado aberto, dinâmico e competitivo. Mais detalhes sobre o Novo Mercado de Gás podem ser encontrados no capítulo 7 deste relatório. Acredita-se que esse conjunto de medidas possa atrair importantes investimentos para o setor nos próximos anos.

Nesta perspectiva, foi elaborado um cenário de aumento da disponibilidade de gás natural calcado em uma hipótese alta de produção líquida do hidrocarboneto. Esta hipótese considera a diminuição da parcela de reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento desta produção. O **Gráfico 5 - 6** compara a previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural.

Gráfico 5 - 6: Previsão da produção líquida de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



5.3 Previsão da Produção no ambiente *onshore*

Para este PDE será apresentado, conforme informado na introdução deste capítulo, o destaque para a previsão da produção no ambiente *onshore*. A produção de petróleo é sustentada ao longo do decênio pelas bacias: Potiguar, Recôncavo, Solimões e Sergipe, representando 88% da produção prevista no ambiente *onshore* (Gráfico 5 - 7).

cerca de 131 mil barris por dia, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos, sendo complementada com as unidades na categoria de Recursos Não Descobertos, representando, respectivamente, 48% e 52% da produção em 2031 (Gráfico 5 - 8).

A previsão da produção de petróleo no ambiente *onshore* apresenta, no final do decênio,

Gráfico 5 - 7: Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de petróleo

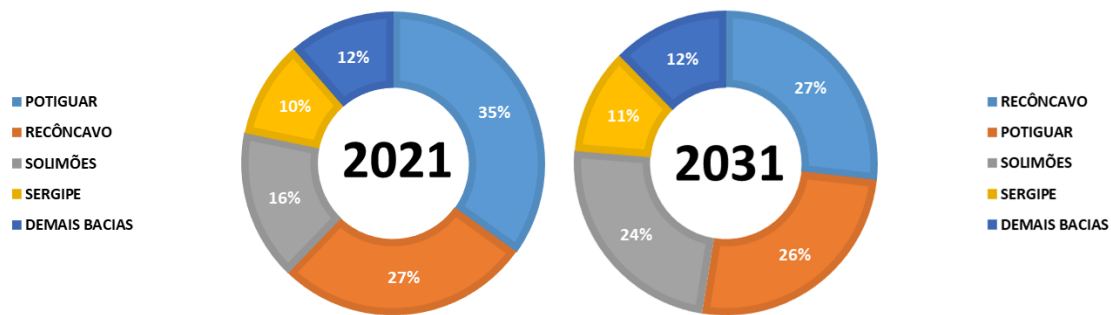
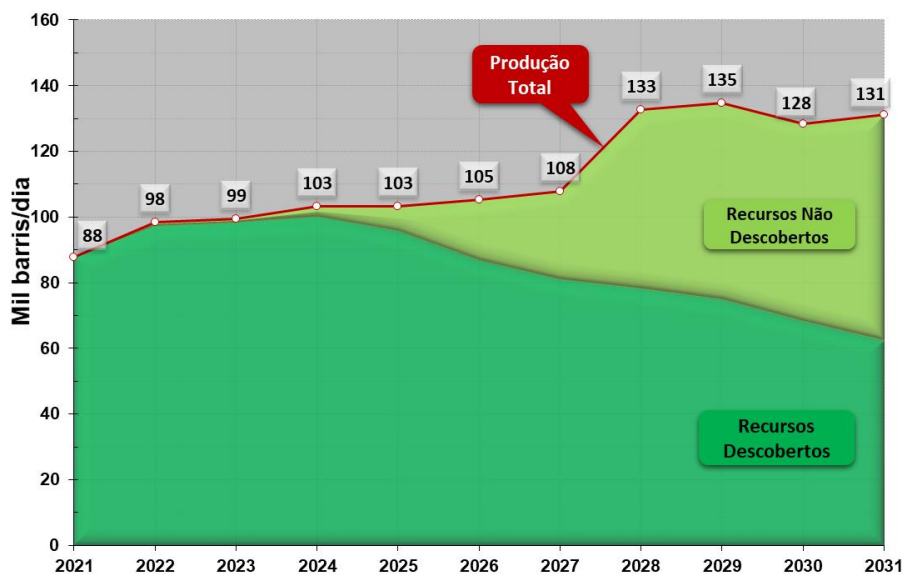


Gráfico 5 - 8: Previsão da produção diária de petróleo nacional no ambiente *onshore*



Fonte: EPE.

A produção de gás natural é sustentada, ao longo do decênio nas bacias: Solimões, Parnaíba e Recôncavo, juntamente com a Bacia de Alagoas no início do decênio e a Bacia Potiguar no final do período, representando cerca 93% (Gráfico 5 - 9) da produção bruta e aproximadamente 92% da produção líquida, prevista no ambiente *onshore* (Gráfico 5 - 10).

A previsão da produção de gás natural no ambiente *onshore* apresenta no final do decênio

cerca de 27 milhões de m³ por dia para produção bruta e cerca de 21 milhões de m³ por dia para produção líquida, com declínio das unidades produtivas na categoria de Recursos Descobertos. Essa produção é complementada com as unidades na categoria de Recursos Não Descobertos, representando, respectivamente, 65% e 35% da produção em 2031, tanto para a produção bruta (Gráfico 5 - 11) como a líquida (Gráfico 5 - 12).

Gráfico 5 - 9: Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural bruta

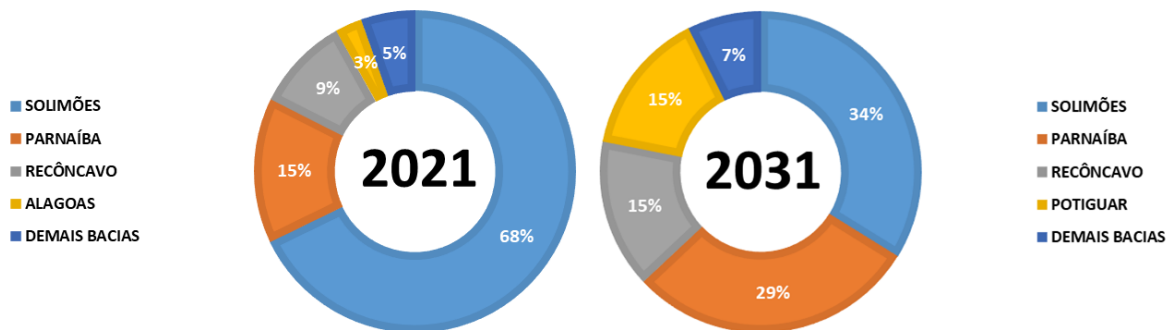


Gráfico 5 - 10: Participação das principais bacias na previsão da produção *onshore* de gás natural líquida

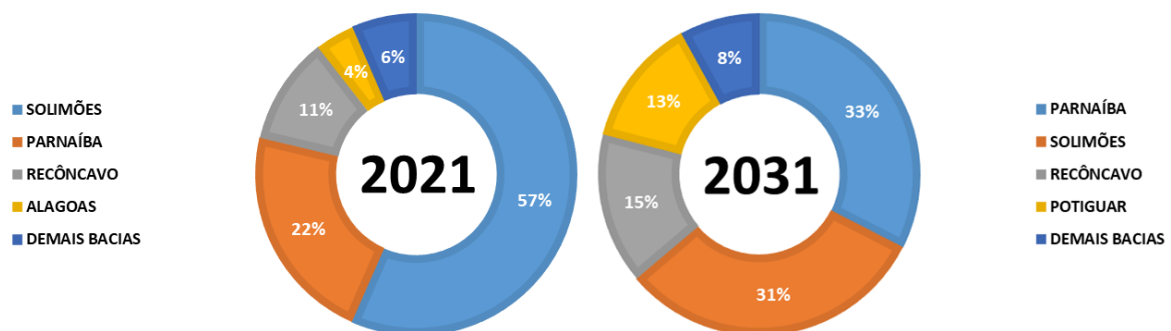
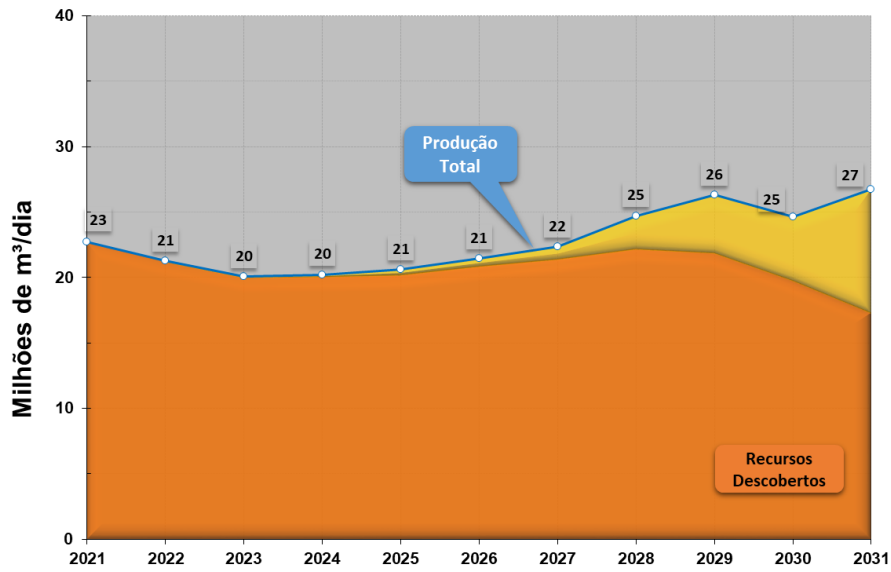
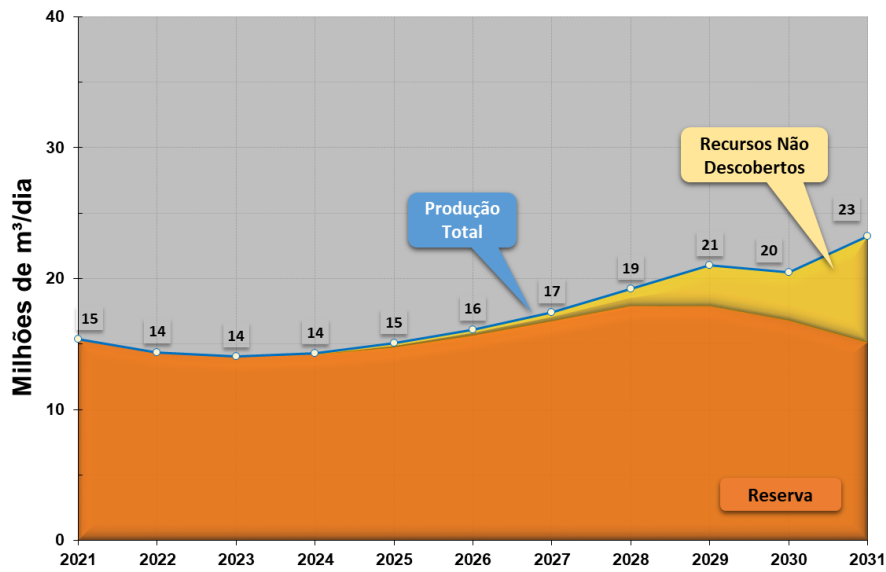


Gráfico 5 - 11: Previsão da produção diária de gás natural bruta nacional no ambiente *onshore*



Fonte: EPE.

Gráfico 5 - 12: Previsão da produção diária de gás natural líquida nacional no ambiente *onshore*



Fonte: EPE.

5.4 Previsão da Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente

O regime de Cessão Onerosa foi criado em 30 de junho de 2010 por meio da Lei nº 12.276/2010, e pode ser definido como um regime de contratação direta da Petrobras para a exploração de áreas específicas da União. Nos termos do § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276/2010, coube à Petrobras a titularidade dos direitos de Produção de Petróleo e Gás Natural no regime de Cessão Onerosa, limitados a um volume de 5 (cinco) bilhões de barris de Petróleo equivalente (divididos nos blocos regidos por aquele contrato) mediante o pagamento, preferencialmente em títulos da dívida pública mobiliária federal, do valor de cerca de 74,81 bilhões de reais.

As áreas originalmente concedidas para a Petrobras deram origem aos seguintes campos: Búzios; Itapu; Sépia; Sul de Tupi; Sul de Sapinhoá; Atapu; Norte de Sururu; Sul de Sururu; Norte de Berbigão e Sul de Berbigão.

As atividades desenvolvidas pela Petrobras nas áreas que foram objeto do contrato constataram a existência de um volume de hidrocarbonetos substancialmente superior àquele contratado com a Cessionária. Tal volume passou a ser designado de Volume Excedente ao Contratado em Cessão Onerosa. Este volume deveria ser contratado sob regime de partilha de produção, regido pela Lei 12.351/2010, uma vez que nem a Lei 12.276/2010, nem tampouco o contrato original, previram a hipótese de existência de volumes recuperáveis excedentes àquele originalmente contratado.

Assim, a Resolução CNPE nº 02/2019 de 7 de março de 2019, estabeleceu diretrizes para a realização da Rodada de Licitações do volume Excedente da Cessão Onerosa, sob regime de partilha de produção, realizada pela ANP em 2019.

Na ocasião foram ofertados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos, tendo sido arrematados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Búzios e Itapu.

O Campo de Búzios se destaca no horizonte decenal, com quatro UEP em produção e mais seis previstas no planejamento da Operadora para o período de 2022 a 2026. Com a previsão de entrada de mais UEP no decênio, projeta-se uma produção de cerca de 1 milhão de barris por dia em 2031. A sessão pública de apresentação das ofertas da Segunda Rodada de Licitações sob o regime de Partilha de Produção para os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada em 17/12/2021, resultando no arremate dos volumes excedentes de Sépia e Atapu. Para a elaboração das previsões da produção de petróleo e gás natural considerou-se o sucesso nas contratações dos volumes excedentes de Atapu e Sépia, prevista para ocorrer no início de 2022. Considerando-se os volumes da Cessão Onerosa somados aos excedentes, estima-se uma participação de cerca de 37% no total da produção de petróleo em 2031. Os contratos de partilha⁵⁵ de produção participam com 15% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 48% da produção nacional no fim do decênio.

Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2031, incluindo o excedente, responde por cerca de 27% do total e os contratos de concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 58% no fim do decênio. Contudo, nos primeiros anos percebe-se uma queda na produção prevista para as unidades sob contrato de concessão, mas com rápida subida nos últimos anos do decênio.

⁵⁵ São destaques os campos de Mero e Bacalhau Norte, sob contrato de Partilha da produção, que podem juntos

alcançar cerca de 712 mil barris por dia no final do decênio.

5.5 Análise de Sensibilidade para o Aumento da Produção Onshore e Offshore no horizonte do PDE 2031

A produção brasileira de petróleo e gás natural crescerá 80% em 2031, em relação ao ano de 2020, influenciada principalmente pela produção do pré-sal, como indicam as previsões de referência desse PDE. Contudo, as produções das reservas, que possuem menor nível de incerteza, declinam a partir de 2028. Grande parte dos campos que sustentaram as produções até o início dos anos 2000, em especial os marítimos do pós-sal da Bacia de Campos, nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, entraram em declínio, com redução da produção. O declínio é um fenômeno natural que ocorre, quando a área de drenagem dos poços produtores diminui à medida que os reservatórios vão esgotando as reservas. A falta de investimentos na revitalização dos ativos e em técnicas de recuperação, aliada à priorização da exploração de outros ambientes exploratórios, acelerou o processo de declínio desses campos maduros. A exploração e produção terrestre passou por situação semelhante no início dos anos de 1970, quando o esforço exploratório foi direcionado para as águas cada vez mais profundas na tendência do sucesso exploratório obtido na campanha marítima. Atualmente a produção terrestre é de cerca de 100 mil barris/dia, o que representa 3% da produção brasileira. Muito aquém do esperado pelas dimensões das bacias sedimentares e também pela grande quantidade de recursos que poderiam ser recuperados.

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.

Neste contexto, as grandes empresas petrolíferas, a exemplo da Petrobras, têm buscado acelerar os desinvestimentos de seus campos maduros, terrestres ou marítimos. Contudo, entende-se que estes movimentos representam oportunidades para pequenos e médios produtores darem continuidade ao desenvolvimento desses projetos com taxas internas de retorno mais baixas. Somado a isto, iniciativas do CNPE como os ciclos de Ofertas Permanentes conduzidas pela ANP, que visam ampliar as áreas disponíveis para exploração, se apresentam como ações importantes no sentido de aumento das atividades que poderão alcançar os objetivos de programas governamentais com ações específicas para campos maduros.

Programas governamentais como o REATE 2020 – Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE2020) e o Promar - Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos, surgiram com uma série de incentivos para a revitalização e aumento da produtividade e recuperação de campos terrestres e marítimos em declínio.

Neste item são apresentadas estimativas de aumento da produção a partir de duas perspectivas: aumento da recuperação de campos, com maior aproveitamento dos recursos relativos aos campos terrestres e marítimos maduros, desinvestidos pela Petrobras; e, previsões das produções de áreas a serem arrematadas na Oferta Permanente.

5.5.1 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 que promovam a continuidade da produção com o consequente aumento do fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação secundária e terciária. O aumento do FR não implica necessariamente no aumento da

produção, mas em um maior aproveitamento dos recursos *in-situ* (EPE, 2018). Nesse contexto, é estimado o incremento em 202 milhões de barris de óleo equivalentes dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias terrestres brasileiras, conforme **Tabela 5 - 1**.

Tabela 5 - 1: Recursos e Reservas em áreas terrestres (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Recôncavo	7.179,26	2.156,22	221,73	33%	30%	72
Potiguar	5.055,90	796,02	185,47	19%	16%	51
Sergipe	3.049,73	580,98	174,95	25%	19%	30
Solimões	1.702,64	856,82	310,62	69%	50%	17
Espírito Santo-Mucuri	1.564,42	254,79	83,63	22%	16%	16
Alagoas	749,10	224,78	20,31	33%	30%	7
Camamu-Almada	560,35	0,37	27,65	5%	0,1%	6
Parnaíba	296,35	79,64	183,05	89%	27%	3
Amazonas	47,38	-	40,99	87%	0%	0,5
Tucano Sul	35,62	14,13	4,94	54%	40%	0,4
Barreirinhas	4,41	0,09	2,66	62%	2%	0,04
Total	20.245,16	4.963,84	1.256,02	31%	25%	202

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (BAR 2020).

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 19%, percentual inferior aos das amostras internacionais. Neste caso, por exemplo, já está ocorrendo um melhor aproveitamento em campos desinvestidos pela Petrobras no estado do Rio Grande do Norte, visto que uma atual concessionária, em 1 ano, aumentou a produção em 30%. Esse resultado foi obtido pelos efeitos imediatos dos investimentos em novos poços e na aplicação de técnicas de recuperação secundária e terciária. Em situação semelhante, este exemplo pode ser aplicado nos mesmos patamares nas porções terrestres das bacias do Espírito Santo e Sergipe.

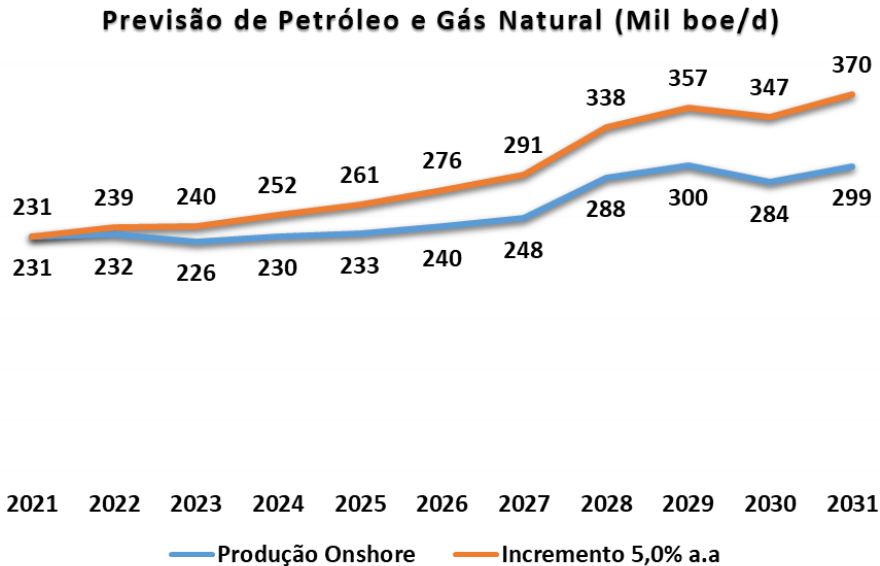
Além da busca em elevar o FR dos campos terrestres, o Programa REATE 2020 tem como meta

alcançar uma produção terrestre crescente em 2031 com relação às apresentadas atualmente para aquela região. A trajetória de referência prevista neste PDE estima que o Brasil irá alcançar um volume em torno de 300 mil barris de óleo equivalente por dia (mboed) para a produção *onshore*, em 2031. 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 a um crescimento anual médio de 2,8% até o final do período. Contudo, com os incentivos e desenvolvimento de ações desencadeados pelas iniciativas do REATE 2020, espera-se o incremento do crescimento da produção em percentuais superiores ao inicialmente aventado. Considerando o aumento percentual de campos de produção desinvestidos em bacias terrestres, pode-se alcançar

uma produção de 370 mboed em 2031, ou seja, um crescimento anual médio de 5,0% (aproximadamente o dobro do cenário de

referência) conforme demonstrado no **Gráfico 5 - 13**.

Gráfico 5 - 13: Previsão de produção *onshore* 2021-2031 considerando aumento do FR



Fonte: EPE.

Na mesma lógica de incentivar as atividades de E&P e fomentar o aumento da produção, o Promar visa promover a extensão da vida útil dos campos marítimos maduros de petróleo e gás natural e o aumento do FR de áreas com produção declinante no pós-sal, hoje de 22% para petróleo e 30% para gás natural, índices inferiores a experiências internacionais. A revitalização representa a continuidade da arrecadação de participações governamentais, geração de empregos e manutenção da indústria de bens e serviços locais, melhorando o ambiente de negócios e promovendo o desenvolvimento econômico e social não só das localidades diretamente afetadas, mas de toda a sociedade brasileira.

No ambiente *offshore* há uma predominância na produção de petróleo e gás

natural nas bacias de Santos e Campos, representando cerca de 93% da produção marítima acumulada até 2020, sendo que a primeira vem apresentando um acelerado crescimento na produção ao longo dos últimos anos, estimulada com os volumes da Cessão Onerosa, assim como os volumes excedentes da Cessão Onerosa. Já para a Bacia de Campos o cenário é inverso, com uma previsão de declínio da produção para os próximos 10 anos. Neste cenário, em especial da Bacia de Campos, o Promar foi promovido para conter o declínio de produção, com melhor aproveitamento dos campos maduros e áreas marginais, que estão sendo desinvestidos pela Petrobras. 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**.

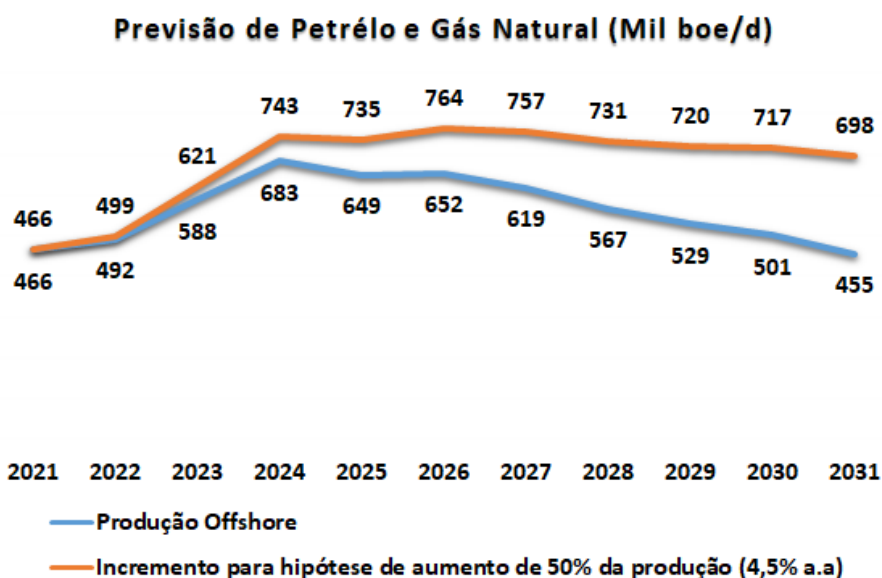
Tabela 5 - 2: Recursos e Reservas em áreas marítimas (milhões de barris de óleo equivalente)

Bacia	Volume in-situ	Produção Acumulada	Reserva Total	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% do FR
Santos	120.422,38	3.951,64	15.560,20	16%	3%	1.204
Campos	93.784,64	14.891,48	6.010,89	22%	16%	938
SEAL	1.619,22	406,10	26,32	27%	25%	16
Potiguar	1.449,62	302,40	105,07	28%	21%	14
Espírito Santo	1.123,91	314,80	7,70	29%	28%	11
Camamu-Almada	892,28	160,07	136,31	33%	18%	9
Ceará	818,66	173,65	-	21%	21%	8
Total	220.110,70	20.200,14	21.846,51	19%	9%	2.201

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (BAR 2020).

No Programa de Desinvestimentos da Petrobras, 35 campos se encontram na Bacia de Campos. Foi realizada uma estimativa de elevação do FR para esta bacia, que atualmente se encontra em 16%. Com esse exercício chegou-se a um aumento de 50% à produção prevista para o final do decênio, comparado 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 em Santos. O **Gráfico 5 - 14** sinaliza que com a previsão de aumento da produção em 50% em 2031, comparado com 2021, atinge-se o crescimento médio anual de 4,5% a.a., mostrado pela elevação do FR. Nas curvas de referência do PDE 2031, as 35 unidades utilizadas nessa simulação apresentam um acréscimo na produção até 2024, seguido de forte declínio até o final do período.

Gráfico 5 - 14: Previsão de produção offshore 2021-2031 considerando aumento do FR


Fonte: EPE.

5.5.2 CONTRIBUIÇÃO DA OFERTA PERMANENTE NO AUMENTO DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO DENTRO DO HORIZONTE DO PDE 2031

A Oferta Permanente (OP) consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em bacias sedimentares brasileiras terrestres ou marítimas, que já tenham sido em algum momento aprovados para licitação pelo Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE). A implementação dessa modalidade de concessão surgiu como uma das medidas para atrair investimentos para o setor de óleo e gás e fomentar as atividades de E&P, atendendo à Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural estabelecida pela Resolução CNPE nº 17/2017, que tem como pilar a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios e a intensificação das atividades exploratórias no País.

A Resolução CNPE nº 17/2017 autoriza a ANP a conduzir as ofertas permanentes. O ciclo da OP ocorre com a manifestação de interesse por empresas do setor sobre blocos disponibilizados pela ANP, acompanhada da garantia de oferta; 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 de meio ambiente. 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, tornam as áreas mais acessíveis para os diversos perfis das 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 das produções de petróleo e gás natural.

No 1º Ciclo de OP, realizado em 2019, foram arrematados 33 blocos e 12 áreas com acumulações marginais. Já no 2º ciclo, realizado em 2021, foram concedidos 17 blocos e 1 campo⁵⁶. Um novo ciclo de OP está previsto para acontecer em 2022.

Atualmente, 1.068⁵⁷ blocos exploratórios estão disponíveis para a OP. Estes blocos não estão sob a vigência de qualquer tipo de contrato e caracterizam-se, portanto, como áreas de recursos não descobertos da União, e neste caso atribui-se a premissa de que se tratará, futuramente, de um contrato de concessão.

Para estimar o potencial da participação das áreas que podem ser arrematadas nos próximos ciclos de OP nas reservas nacionais de petróleo e gás natural, foi necessária a análise dos seguintes aspectos: classificação do tipo de recurso, estimativas volumétricas, início da produção e perfil de produção.

Os volumes utilizados nos estoques são metodologicamente associados às estimativas baseadas nos estudos dos *plays* (EPE, 2019) das bacias sedimentares a que cada bloco pertence.

O início da produção e o marco da declaração de comercialidade são estimados com base nos períodos exploratórios similares a contratos de concessão firmados anteriormente. Porém, dada a quantidade de blocos que podem fazer parte da OP, utilizou-se um critério para selecionar os de blocos com chance de produzir no horizonte dos próximos 10 anos. O critério está associado ao conceito de Bacia Efetiva Probabilística, que trata da composição das chances de descoberta de todos os *plays* exploratórios de uma determinada

⁵⁶ A contribuição dos blocos e campos arrematados nos dois primeiros Ciclos de OP para a previsão da produção já estão inseridos nas curvas de referência do PDE2031, na categoria de RNDE.

⁵⁷ Este era o número de áreas em oferta na data de elaboração deste relatório. O Edital de Licitações da Oferta Permanente,

publicado pela ANP, é um documento dinâmico que traz a inclusão ou exclusão de áreas em oferta e o aprimoramento das regras aplicadas. A cada alteração do Edital, a agência realiza uma audiência pública.

bacia sedimentar, as maiores chances metodologicamente culminam para a maior favorabilidade da área em destaque. Desta forma, foram selecionados 183 blocos, distribuídos em 15 bacias sedimentares, sendo 88 terrestres e 95 marítimos.

A bacia efetiva probabilística foi destacada para compor o risco e o ordenamento de entrada em produção devido à abrangência regional dessa informação nas bacias brasileiras.

A ANP desenvolveu, em 2020, uma Análise Multicritério (ANP, 2020) para áreas favoráveis para a OP, que pode ser um critério de favorabilidade e no ordenamento das áreas dos blocos. No entanto, esta Análise Multicritério até o momento é restrita às bacias interiores, abrangendo cerca de 80 dos 1068 blocos com potencial de entrada para a OP. Contudo, as áreas mais favoráveis da bacia probabilística são coincidentes com as mais favoráveis da Análise Multicritério elaborada pela ANP, sendo esta última

uma espécie de calibração do ranqueamento proposto.

Estas estimativas não consideraram um estudo detalhado de viabilidade técnica dos projetos, mas refletem o potencial de produção e/ou da recuperação de recursos que a exploração destas áreas pode fomentar.

Em nossas previsões, o potencial dos benefícios do Regime de OP, em função das áreas disponíveis, dentro dos critérios estabelecidos, indica uma alta probabilidade de anteciparmos o incremento de nossas reservas entre 0,5 e 2 bilhões de barris de óleo equivalente no próximo decênio. Com relação à sensibilidade na produção, a EPE sempre considera em seus estudos a categoria do RND, que já contempla o incremento destas áreas, principalmente no final do horizonte. Contudo, a depender do volume e do tempo de entrada em produção, ainda poderá incrementar entre 1% e 5% a produção nos últimos anos.

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 29 anos.

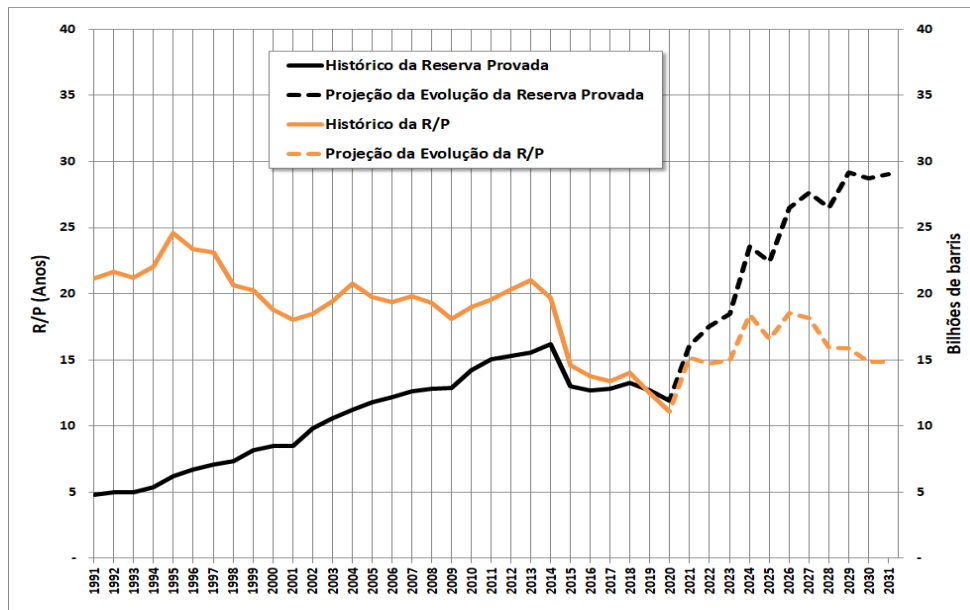
O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2021 e 2026, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes e para os recursos não descobertos.

As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 29 bilhões de barris em 2031, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No **Gráfico 5 - 15**, elabora-se o histórico da reserva até 2020, e a partir deste ano, se apresenta a estimativa de reserva até 2031.

Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, também foram considerados os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa e os de outros contingentes e recursos não descobertos nas projeções da reserva provada. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento gradual na transição entre o histórico e a projeção na evolução da reserva. No caso do gás natural também ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais em 2021 e entre 2023 e 2027. No **Gráfico 5 - 16** é mostrado o histórico da reserva até 2020 e, a partir deste ano, a estimativa de reserva até 2031.

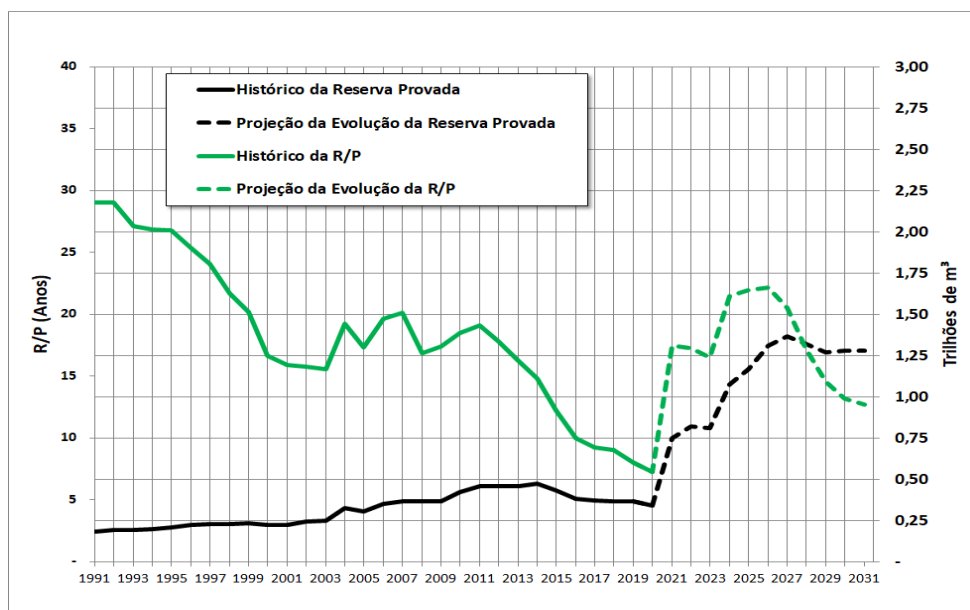
A estimativa apresentada assume como premissa que os volumes acrescidos à reserva estão associados à projetos de desenvolvimento dos campos que incluem a infraestrutura necessária para produção e escoamento do petróleo e gás natural.

Gráfico 5 - 15: Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fonte: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções).

Gráfico 5 - 16: Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fonte: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções).

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 2022 até o ano de 2031 os investimentos para as atividades de E&P no Brasil sofram uma pequena redução com relação ao PDE anterior,

ficando entre US\$ 428 bilhões e US\$ 474 bilhões. Estes números refletem uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2022-2026, para a exploração e produção das bacias de Campos

e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal, assim como a expectativa gerada pelos leilões anunciados pela ANP para os próximos anos e o Novo Mercado de Gás Natural, anunciado pelo MME.

Diante da retomada econômica desde o início de 2021 para o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, com a elevação do preço do barril, superando 80 dólares, acima do patamar pré período pandêmico, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. Nesse sentido, a **Tabela 5 - 3** apresenta novamente a previsão da produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada⁵⁸ agregada de petróleo e os excedentes de produção. Nota-se que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

Tabela 5 - 3: Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PETRÓLEO	milhões de barris diários										
Produção	2,91	3,36	3,49	3,84	3,96	4,26	4,70	5,04	5,17	5,24	5,17
Demanda Estimada	2,09	2,12	2,15	2,17	2,19	2,22	2,26	2,31	2,35	2,41	2,48
Excedente	0,82	1,24	1,34	1,67	1,77	2,04	2,44	2,73	2,81	2,82	2,69

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 - UEP (**Gráfico 5 - 17**).

Para suportar as referidas previsões da produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos de Negócios, e demais divulgações das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE, e exclui as UEP destinadas a testes de longa duração (TLD), devido ao seu caráter transitório de curto prazo com relação à vida útil dos campos.

A previsão aqui apresentada inclui a entrada em operação de UEP consideradas programadas (divulgadas pelas empresas) e as estimadas (pela EPE) como necessárias para sustentar as previsões de petróleo e gás natural.

Em agosto de 2021 entrou em operação o primeiro sistema de produção definitivo do Campo de Sépia, o FPSO Carioca.

Para o decênio (2022-2031) estima-se a entrada em operação de 38 UEP. Deste total, 20 são consideradas programadas e 18 estimadas. As programadas são Mero 1 em 2022; Búzios 5, Itapu, Mero 2, Marlim 1 e Marlim 2 em 2023; Integrado Parque das Baleias, Búzios 6, Mero 3, Bacalhau e Sistema Definitivo de Atlanta em 2024; Búzios 7, Búzios 8 e Mero 4 em 2025; Búzios 9, Búzios 10,

⁵⁸ 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.

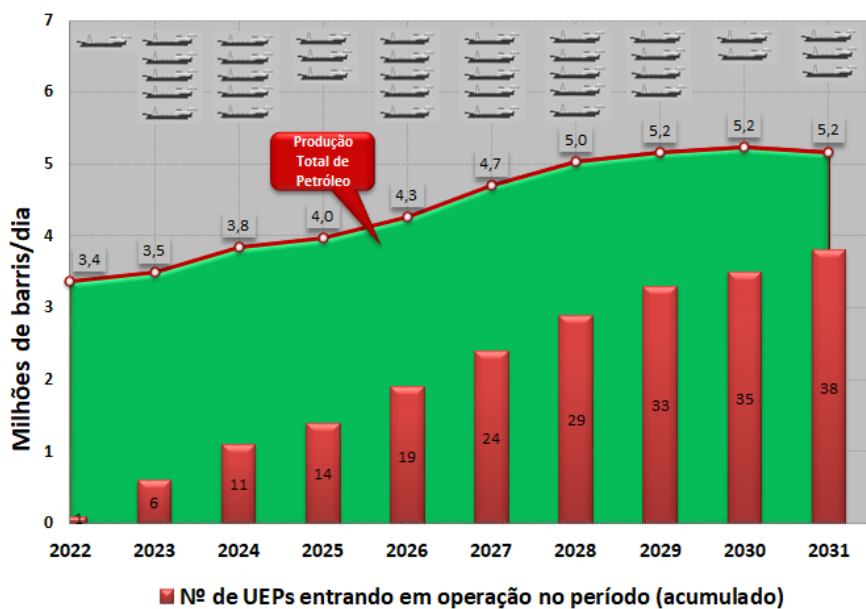
Sergipe Águas Profundas, Neon e Gato do Mato em 2026 e Pão de Açúcar em 2027.

Observa-se a diminuição na realocação de FPSO desmobilizadas para novos campos e o aumento do uso de *subsea tie-back*⁵⁹ como solução para algumas áreas, com destaque para a Bacia de Campos.

Já na Bacia de Santos, se verifica o aumento da demanda por FPSO maiores e mais complexas, com grande manejo de gás natural. As grandes produções permitem alcançar um *breakeven* mais baixo para CAPEX⁶⁰ e *lifting cost*⁶¹.

Permanece a tendência de padronização de FPSO e uma das soluções para a celeridade nas licitações é a contratação de cascos anterior à finalização do projeto. Outras tendências: a digitalização das unidades, reduzindo a necessidade de embarque de pessoal, pois possibilita a operação de forma remota e a troca de energético da geração de energia, reduzindo os níveis de emissões nas operações de E&P.

Gráfico 5 - 17: Previsão de entrada em operação de novas UEPs



⁵⁹ Projeto de interligação entre um reservatório e uma UEP já existente.

⁶⁰ CAPEX deriva do termo em inglês *Capital Expenditure* e faz referência às despesas de capital ou aos investimentos em Bens de Capitais.

⁶¹ *Lifting Cost* representa o custo operacional médio para a extração de um barril.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

- *Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,2 milhões de barris por dia (b/dia) em 2031, aproximadamente 80% superior ao valor registrado em 2021.*
- *A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2028, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de b/dia até o final do período. A Cessão Onerosa somada aos volumes excedentes são responsáveis por cerca de 48% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2031. A produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,1 milhões de b/dia.*
- *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, e pelas descobertas em águas profundas e ultraprofundas nas bacias de Sergipe-Alagoas, de Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, para as quais se estima a produção de 97% 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 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 10%. 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 produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 195 milhões de m³/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos. As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Sergipe-Alagoas, Solimões, Potiguar e Parnaíba.*
- *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas, estas acumulações contribuem com 75% do total dos recursos contingentes no ano de 2031.*
- *A partir de 2025, 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 10% da produção nacional em 2031.*
- *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 88% do total previsto para 2031, com produção muito significativa das acumulações no pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Campos, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas (SEAL) e Solimões.*
- *Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 70% da produção brasileira total de petróleo e 66% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa somada aos volumes excedentes, Mero e novas descobertas. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela*

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

significativa (cerca de 80%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 10%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 10%.

- *Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais seis módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 1 milhão de barris por dia em 2031.*
- *Considerando a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, toda a Cessão Onerosa, incluindo Búzios, responderá por cerca de 37% do total da produção de petróleo em 2031. Já o contrato de partilha de produção participa com 15% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 48% da produção nacional no fim do decênio.*
- *Outro destaque são os campos de Mero e Bacalhau Norte, sob contrato de partilha de produção, que podem alcançar outros 633 mil barris por dia no final do decênio. Essas duas unidades sozinhas respondem por 12% da produção prevista de petróleo no fim do período.*
- *Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 425 bilhões e US\$ 468 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 mudança das perspectivas econômicas.*
- *Para suportar as referidas previsões da produção deste plano, estima-se a entrada em operação de 38 novas UEPs entre 2022 a 2031.*
- *Observa-se um investimento na modernização dos equipamentos de E&P, principalmente nas UEPs focando na digitalização e redução de emissões nas operações.*
-

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

Este capítulo analisa as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo no próximo decênio, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional.

Inicialmente, a seção 6.1 avalia as perspectivas para os preços internacionais de petróleo e derivados, discutindo a conjuntura atual da indústria de óleo & gás à luz dos impactos da crise sanitária decorrente da pandemia de Covid 19 e do ritmo de recuperação econômica global, assim como os efeitos da transição energética e de políticas de mudanças climáticas no médio e longo prazos.

Em seguida, a seção 6.2 discute a evolução da oferta de derivados de petróleo no Brasil no horizonte decenal, incluindo análises sobre o

processamento de petróleo no parque nacional de refino e a produção doméstica de derivados. Avaliam-se, também, a evolução da qualidade de combustíveis, os investimentos previstos no refino nacional, as perspectivas de importação e exportação de petróleo e derivados, e o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis. Todos esses aspectos são analisados considerando-se o novo cenário do abastecimento nacional de derivados de petróleo.

Por fim, a seção 6.3 avalia as perspectivas para a infraestrutura nacional de transporte de derivados de petróleo, analisando as movimentações inter-regionais, importações e exportações dos principais combustíveis, além dos impactos desses fluxos logísticos sobre os dutos existentes.

6.1 Preços internacionais de petróleo e derivados

O ano de 2021 foi marcado pela recuperação econômica global e pela retomada da atividade na indústria de óleo e gás natural (O&G). O gradual retorno da mobilidade urbana e das atividades industriais aumentaram a demanda por energia e majoraram as expectativas de um crescimento do consumo global de petróleo. Houve, também, sinalização do aumento da relevância da transição energética, intensificando os compromissos de países e empresas em reduzir emissões e de neutralidade de carbono até 2050. A despeito disso, a demanda global por petróleo deverá voltar em 2022 aos patamares anteriores à pandemia. Contudo, incertezas quanto à recuperação da demanda, a lenta reação de produtores não participantes da Organização de Países Exportadores de Petróleo (Opep), a manutenção de alta capacidade ociosa pela Opep+ (grupo formado pelos membros da Opep, Rússia e outros países produtores) e problemas de suprimento de gás natural liquefeito (GNL) levaram a uma escalada dos preços de *commodities* energéticas no segundo semestre de 2021 (IEA, 2021a).

Com o avanço da vacinação e o relaxamento de restrições, a atividade econômica mundial tem se reabilitado gradualmente dos efeitos da pandemia, com destaque para as economias estadunidense, europeia e chinesa. A recuperação industrial e o retorno da mobilidade têm estimulado o crescimento da demanda mundial por petróleo. O consumo de óleo diesel e gasolina está retornando aos patamares pré-crise nos principais mercados globais, como nos Estados Unidos. Na China, a demanda por petróleo ultrapassou os níveis pré-covid ainda no segundo trimestre de 2020 e, desde então, o consumo tem aumentado cada vez mais (EIA, 2021a). Como consequência, o nível de processamento nas refinarias tem se recuperado, especialmente na Ásia e nos Estados Unidos (EIA, 2021b; OPEP, 2021).

A oferta mundial de petróleo se recuperou lentamente ao longo de 2021, com os países que não pertencem à Opep retornando aos patamares de produção de 2019. A Opep+ vem mantendo sua estratégia de limitar a oferta de petróleo de seus países-membros, com o intuito de deixar o mercado

mais escasso, restringindo o excesso de estoques e contribuindo para elevar as cotações de petróleo. Fora da Opep+, a atividade petrolífera começa a se recuperar, porém as companhias estão investindo moderadamente, o que reprimiu o aumento da oferta ainda em 2021. Os planos das empresas petrolíferas globais continuam a indicar uma certa resistência na aprovação de projetos de longo prazo de maturação. Empresas de capital aberto crescentemente demonstraram maior disciplina financeira, limitando gastos no curto prazo, o que explica a recuperação lenta da produção. Há, também, pressões da sociedade para que as empresas petrolíferas reduzam as suas emissões de gases de efeito estufa, o que impacta os investimentos na cadeia de combustíveis fósseis. A continuidade dos cortes pela Opep+ e a falta de reação da produção não-Opep favoreceram uma escassez de oferta, que reduziu os estoques mundiais e elevou os preços. Por sua vez, esse aumento de preços promoveu a retomada da aprovação de projetos de O&G para suprir a demanda futura, apesar ainda de forma incipiente.

A conjuntura do mercado internacional de petróleo, descrita anteriormente, fundamentou as projeções de trajetórias de preços internacionais elaboradas pela EPE, para suporte ao planejamento energético nacional. A trajetória de referência deste ciclo do PDE considera a retomada da demanda global por petróleo no curto prazo, devido, principalmente, à recuperação da atividade econômica mundial. Em termos de oferta, considera-se a continuidade da regulação do mercado internacional de óleo cru pela Opep+. Os países integrantes do grupo têm interesses díspares, mas todos são afetados pelas consequências de preços de petróleo excessivamente baixos ou elevados, o que gera uma predisposição para manterem uma conformidade em relação à política de cortes acordada pelo grupo. Além disso, a trajetória de referência considera que cortes involuntários de produção, acarretados por restrições logísticas, de mercado e/ou de estoques (em especial, nos Estados Unidos e Canadá), além de um excesso de capacidade ociosa da Opep+, devem ser revertidos gradualmente ao longo de 2022.

Restrições à mobilidade e adoção de medidas de distanciamento social poderão persistir ao longo de 2022, a depender da evolução do quadro pandêmico no mundo. Porém, não se espera que essas ações tenham os mesmos impactos sobre a demanda como as ocorridas no início da pandemia em 2020.

Dessa forma, a trajetória de referência deste PDE prevê uma redução dos preços de petróleo para 2022, especialmente por conta da expectativa de aumento da oferta pela Opep+ e Estados Unidos. No entanto, a recuperação mais acelerada da demanda global deverá limitar quedas mais expressivas nos preços internacionais de petróleo. Estima-se que, em 2022, volatilidades ainda possam ocorrer, com períodos de desequilíbrio entre oferta e demanda.

Para o médio e o longo prazo, projeta-se a retomada do crescimento da atividade econômica, da renda *per capita*, da demanda por mobilidade, e do acesso à energia. Assim, considera-se a elevação da demanda global por petróleo ao longo do próximo decênio, proveniente, sobretudo, do desenvolvimento econômico e da urbanização de nações localizadas na Ásia, África e América Latina.

Apesar do avanço das energias renováveis, ainda são requeridos investimentos e inovação para que os principais países efetivamente se adequem à trajetória desejada de emissões líquidas nulas em 2050 (*Net Zero 2050*). Segundo *International Energy Agency* (IEA) (2021b), cerca de 75% do progresso requerido para a descarbonização da economia mundial envolve tecnologias e processos que ainda não são economicamente viáveis. Tecnologias como a bateria e a célula combustível a hidrogênio não deverão deslocar parcelas significativas de demanda antes de 2030. Com isso, essas tecnologias enfrentam desafios em termos de obtenção de insumos, investimentos e infraestrutura para que possam ser disponibilizadas na escala requerida, apresentando custos elevados, para substituir o consumo de combustíveis fósseis. Mesmo a eletrificação de veículos, que está avançando com rapidez na Europa e na China, ainda requer investimentos expressivos, tanto por parte de governos quanto por parte da indústria automotiva e de setores de distribuição de energia e de serviços

de mobilidade, com vistas a possibilitar que o licenciamento de veículos novos com emissão nula no escapamento suplante o de veículos a combustão interna.

IEA (2021c) indica que existe possibilidade de a demanda de petróleo declinar ainda no médio prazo. Todavia, tal cenário seria decorrente de uma combinação de fatores, como maiores ganhos de eficiência energética, penetração mais rápida de veículos com emissão nula, aceleração de mudanças comportamentais da população (como a maior disseminação do trabalho remoto e a substituição de viagens aéreas de negócios por teleconferências), além da adoção de políticas públicas adicionais, como a redução do consumo de plásticos, a diminuição de subsídios para combustíveis fósseis, e a substituição de derivados de petróleo na geração elétrica e na calefação. Dada a improvável possibilidade de uma conjunção sincrônica desses fatores nos principais países consumidores de energia, projeta-se um aumento contínuo e gradual da demanda mundial de petróleo ao longo do próximo decênio.

Mesmo que se considerasse a circunstância na qual o consumo global por petróleo começasse a declinar no tempo atual, prolongando-se até atingir o volume de 70 milhões de barris/dia (b/d) em 2050, ainda seriam necessários 940 bilhões de barris para atender essa demanda. Atualmente, as reservas em produção possuem em torno de 850 bilhões de barris de óleo recuperáveis (Rystad Energy, 2021). Assim, esse volume não seria suficiente para suprir a demanda até 2050 no exercício proposto, sendo necessários investimentos adicionais, não somente para o desenvolvimento das reservas de petróleo atualmente em produção, como também em novos projetos.

Ainda, investimentos em *upstream* se reduziram em cerca de 50% desde 2014, não se encontrando em um patamar suficiente para reverter o ritmo nas taxas de declínios de campos produtores (IEA, 2021d). Assim, novos investimentos em E&P serão necessários no horizonte decenal, especialmente quando a capacidade ociosa da Opep+ tiver retornado aos níveis pré-pandemia, a despeito da possibilidade de recuperação da

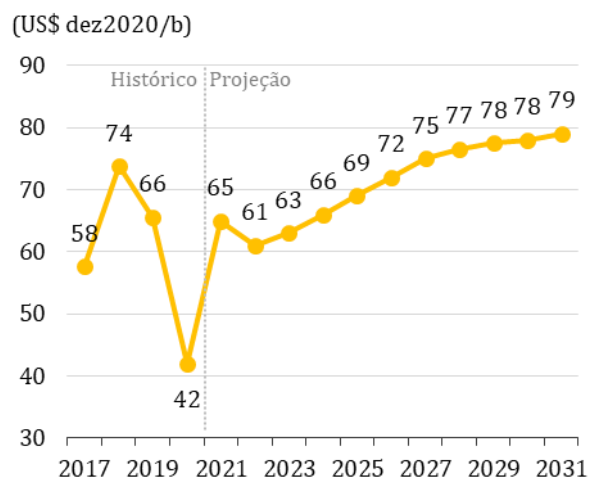
produção do Irã e aumentos de oferta em países não-Opep, como Brasil, Estados Unidos, Canadá e Noruega.

No longo prazo, os preços internacionais de petróleo deverão se manter relativamente elevados para garantir o desenvolvimento da produção em volumes suficientes para atender a demanda, estimular mais a atividade exploratória e cobrir o orçamento governamental de grandes produtores dependentes das receitas de petróleo.

Em virtude dessas considerações, a trajetória referencial do presente ciclo do PDE baseou-se em um equilíbrio entre a oferta e demanda mundial de petróleo ao longo do próximo decênio. A fim de viabilizar economicamente o desenvolvimento de projetos petrolíferos em novas fronteiras exploratórias, regiões hoje consideradas como marginais, os preços necessitarão se manter em um patamar mais elevado, situando-se em um valor próximo aos US\$ 80/b, preço que hoje viabiliza grande parte da exploração em águas rasas menos prolíferas, em areias betuminosas, de óleos extrapesados, e na região ártica.

Com base nas premissas expostas, o **Gráfico 6 - 1** exibe as projeções para a trajetória do preço spot do petróleo Brent no período decenal.

Gráfico 6 - 1: Preço *spot* do petróleo Brent



Fonte: Elaboração própria, a partir de EIA (2021a).

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 de cada derivado. Devido à expectativa de que os efeitos da pandemia perdurem de forma mais significativa para alguns combustíveis, integrou-se uma análise desses impactos na precificação de curto prazo.

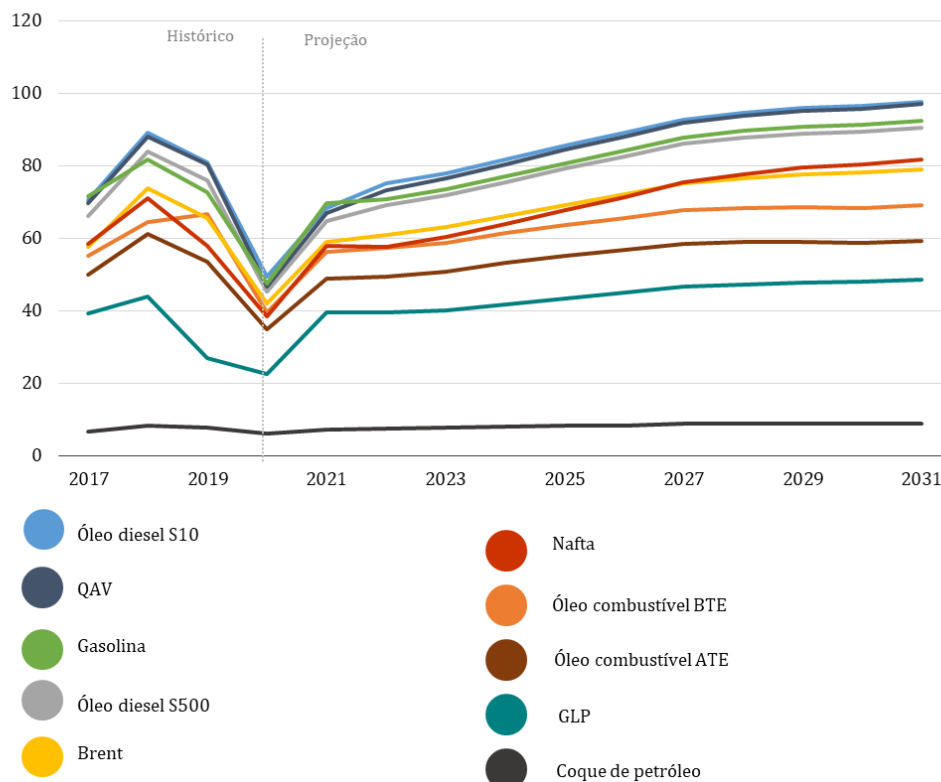
Para a elaboração das projeções de preços de derivados no mercado internacional, utiliza-se como

parâmetro as cotações no Golfo do México (*United States Gulf Coast - USGC*), um dos principais centros de refino do mundo. As cotações no USGC são referência mundial, especialmente para o Brasil, dado que parcela significativa de suas importações de derivados de petróleo é proveniente dos Estados Unidos⁶².

O **Gráfico 6 - 2** apresenta as projeções de preços internacionais dos principais derivados de petróleo para o período decenal.

Gráfico 6 - 2: Preços internacionais dos principais derivados de petróleo

(US\$ dez2020/b)



Fonte: Elaboração própria, a partir de EIA (2021a).

Nota: Consideram-se, como referência, as seguintes cotações internacionais: *Ultra-low sulfur diesel spot FOB U.S. Gulf Coast; Jet fuel spot FOB U.S. Gulf Coast; Gasoline regular spot FOB U.S. Gulf Coast; Naptha spot FOB Rotterdam; Propane spot FOB Mont Belvieu; Fuel oil 1% e Fuel oil 2.5% spot FOB U.S Gulf Coast.*

⁶² 50% das importações brasileiras de óleo diesel entre janeiro e agosto de 2021 foram provenientes dos Estados

Unidos, 21% da Índia, e 8% dos Emirados Árabes Unidos ([COMEX STAT, 2021](#)).

Para as projeções de preços de óleo diesel, considerou-se a maior resiliência da demanda energética do setor de transporte de cargas no curto prazo, além da adoção de políticas ambientais mais restritivas no transporte marítimo⁶³. Assim, o aumento da demanda global por óleo diesel deverá manter o prêmio desse combustível em patamares elevados nos próximos anos. No médio prazo, a demanda por óleo diesel deverá seguir em trajetória crescente, em razão da expectativa de crescimento da atividade econômica global e da maior dificuldade em descarbonizar o transporte de cargas. Políticas de recuperação pós-covid com foco em investimentos em infraestrutura e em energias renováveis irão requerer mais óleo diesel ao longo da próxima década, aumentando a sua demanda e mantendo elevado o seu prêmio. Em relação à qualidade, a demanda por óleo diesel de baixo teor de enxofre deverá aumentar nos próximos anos, conforme políticas de comando e controle sejam implementadas, pelos países, na utilização de combustíveis fósseis⁶⁴.

O querosene de aviação (QAV) foi indubitavelmente o combustível mais afetado pela pandemia. Apesar de as limitações para voos domésticos terem sido minoradas ao longo de 2021, muitos países ainda mantiveram restrições para visitantes internacionais. No entanto, com a gradativa reabertura de fronteiras, o ano de 2022 deverá registrar importante recuperação da demanda de voos domésticos e internacionais. No médio prazo, conjectura-se que a demanda global por transporte aéreo volte a ultrapassar as suas máximas pré-pandemia. São esperados reflexos da crescente adoção de teleconferências sobre as viagens aéreas de negócios, deprimindo sua demanda. Porém, esse quadro deve ser compensado pelo contínuo crescimento econômico, especialmente de países em desenvolvimento, cujo aumento de renda deve estimular uma maior adoção do modo de transporte aéreo, tanto para cargas

como para passageiros. Tal perspectiva permite pressupor que o prêmio do QAV frente ao petróleo Brent se eleve para níveis pré-pandemia nos próximos anos. No longo prazo, o aumento da eficiência das aeronaves e a introdução de combustíveis alternativos *drop-in* deverão limitar o crescimento da demanda deste combustível, com o início da redução do seu prêmio frente ao Brent em 2030.

No que tange ao mercado global de gasolina, os baixos preços ao consumidor a partir de 2014 estimularam a venda de utilitários esportivos (SUVs), com maior consumo energético, aumentando a demanda por esse combustível e o seu prêmio em relação ao Brent. Projeta-se que a demanda mundial por gasolina deverá continuar elevada no decênio, devido ao aumento da renda em países em desenvolvimento, à preferência por SUVs, e à redução do uso do transporte público por motivos sanitários. Por outro lado, tecnologias de motorização substitutas à combustão interna deverão se difundir, mas de forma paulatina, devido às fortes barreiras à entrada ainda existentes. Consequentemente, o estoque de veículos movidos a gasolina permanecerá elevado por diversos anos, implicando uma manutenção de altos patamares de demanda e do prêmio da gasolina frente ao Brent.

O prêmio da nafta em relação ao Brent se reduziu nos últimos anos em função do forte crescimento da produção de líquidos de gás natural (LGN) nos Estados Unidos, fruto da revolução do *shale*. Os preços desse derivado subiram grande parte em decorrência da escassez de suprimento de gás natural ao final de 2021. Passada essa crise, depreende-se que seus preços devam novamente baixar. No entanto, estima-se que esse prêmio deverá se recuperar parcialmente nos próximos anos com o aumento da capacidade de exportação na região do Golfo do México e com o consumo crescente da indústria petroquímica, especialmente na Ásia. O prêmio da gasolina em relação à nafta

⁶³ Desde 1º de janeiro de 2020, encontram-se em vigor normas mais restritivas para combustíveis marítimos (estabelecidas pela IMO 2020), que determinaram a redução do limite máximo do teor de enxofre nesses produtos de 3,5% massa em massa (m/m) para 0,5% m/m.

⁶⁴ Como, por exemplo, a introdução mandatória do óleo diesel de baixo teor de enxofre, com limite máximo de 10 partes por milhão (ppm), na China e na Índia.

deverá se reduzir no final do decênio. Ademais, prevê-se que a demanda de gasolina atingirá pico ainda no período decenal em análise. O mesmo não deve acontecer com a demanda petroquímica, o que deverá valorizar a nafta.

Considera-se que a produção de gás natural nos Estados Unidos e as exportações de LGN e GNL pressionem os preços de propano (principal componente do gás liquefeito de petróleo - GLP) no médio prazo, mantendo o seu prêmio em relação ao Brent relativamente baixo.

Ao final de 2019 e início de 2020, o óleo combustível (OC) de baixo teor de enxofre (BTE - com até 1% m/m de enxofre) valorizou-se devido à introdução da regulamentação (IMO 2020) e seus

reflexos na demanda de combustíveis marítimos. Em contrapartida, a implementação dessa norma levou a uma desvalorização do óleo combustível de alto teor de enxofre (ATE, com mais de 1% m/m de enxofre), devido à perda de seu mercado mais relevante. Isso se reverteu durante a pandemia, com o prêmio do OC BTE se reduzindo ao longo de 2021, em contraponto a uma valorização do OC ATE, à medida em que refinadores e armadores se adaptaram às novas restrições, reduzindo o prêmio entre os combustíveis. Espera-se que esse diferencial continue constante ao longo de 2022, ampliando-se somente no médio prazo, à medida que exigências mais restritivas da Organização Marítima Internacional (IMO) entrem em vigor ao longo da década de 2020.

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 para o próximo decênio, com vistas a subsidiar o planejamento energético nacional. Analisam-se, também, os balanços de produção, de processamento, de importação e exportação de petróleo, bem como o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

A dinâmica do abastecimento de derivados de petróleo no Brasil está passando por mudanças significativas. Essa transformação decorre principalmente de iniciativas promovidas pelo Governo Federal ao longo dos últimos anos – como a iniciativa Abastece Brasil e o estabelecimento de diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis pela Resolução CNPE nº 15, de 8 de junho de 2017. Busca-se, assim, o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente (CNPE, 2017; MME, 2020a). Ademais, o programa Combustível do Futuro (Resolução CNPE nº 7, de 20 de abril de 2021), busca a garantia do

suprimento de combustíveis em todo o território nacional e a utilização de fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Esta iniciativa foi estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) na definição de uma estratégia de abastecimento nacional.

No âmbito dessas transformações, destaca-se o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) celebrado em junho de 2019 entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Por intermédio desse documento, a estatal comprometeu-se a vender oito de suas refinarias de petróleo, incluindo ativos logísticos associados (CADE, 2019). Essa medida tem potencial de alterar de forma significativa a dinâmica do abastecimento nacional de derivados de petróleo, uma vez que a Petrobras reduzirá a sua participação no segmento de refino de 99% para cerca de 50%. Até o presente momento, três contratos de venda de refinarias foram assinados pela empresa: as refinarias RLAM e Reman, e a Unidade de Industrialização de Xisto (SIX) (Petrobras, 2021a, 2021b, 2021c). No final de novembro de 2021, a venda da RLAM e seus ativos logísticos associados foi concluída, com a empresa

Acelen assumindo a gestão do ativo a partir de 01/12/2021 (Petrobras, 2021d).

A elaboração da análise da presente seção utiliza o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe), modelo matemático de programação linear cujo equacionamento representa as principais atividades do sistema de abastecimento de derivados de petróleo no Brasil. São abrangidos, na referida modelagem, a integração entre a produção nacional de petróleo e de líquidos de gás natural; as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados; o processamento de petróleo e a produção de derivados nas refinarias nacionais e demais unidades produtoras (centrais petroquímicas, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores); a infraestrutura de transporte de petróleo e derivados; a demanda doméstica de derivados segmentada em bases de distribuição; e a complementariedade entre os combustíveis derivados de petróleo e os biocombustíveis. Dessa forma, o Plandepe permite realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes cenários, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo (EPE, 2020a).

A modelagem matemática do Plandepe possui uma função objetivo que busca a minimização dos custos do sistema de abastecimento nacional de

derivados de petróleo como um todo (EPE, 2020a). Os resultados representam o atendimento ao abastecimento do País a partir de uma abordagem nacional da estrutura de abastecimento, não distinguindo a propriedade dos ativos desta cadeia. Cabe destacar, entretanto, que a entrada de novos atores poderá alterar a dinâmica e as escolhas de estratégia de cada refinaria.

As premissas adotadas neste estudo incluem as projeções da produção brasileira de petróleo, exibidas no Capítulo 5; da produção nacional de líquidos de gás natural, derivada das projeções de gás natural apresentadas nos Capítulos 5 e 7; dos preços internacionais de petróleo e derivados discutidos neste Capítulo (seção 6.1); e da demanda brasileira de derivados, apresentada no Capítulo 2, incluindo o fornecimento de QAV e combustíveis marítimos, respectivamente, para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no Brasil.

Adicionalmente, consideram-se premissas relacionadas às características do parque nacional de refino e da infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, às especificações de qualidade de combustíveis, aos mandatos de biocombustíveis, e aos investimentos previstos em refino no Brasil. Essas questões são abordadas mais detalhadamente a seguir, com exceção da infraestrutura de transporte, que é discutida na seção 6.3.

PARQUE NACIONAL DE REFINO

O Brasil possui atualmente 19 refinarias de petróleo autorizadas pela ANP para operação, totalizando uma capacidade nominal de processamento de 2,4 milhões b/d, conforme

exibido na **Tabela 6 - 1**. Com isso, o parque nacional de refino configura-se como o 9º maior do mundo (BP, 2021).

Tabela 6 - 1: Refinarias nacionais autorizadas para operação

Refinarias	Localização	Capacidade nominal (mil b/d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	Paulínia (SP)	434
Refinaria de Mataripe	São Francisco do Conde (BA)	337
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	Duque de Caxias (RJ)	252
Refinaria Henrique Lage (Revap)	São José dos Campos (SP)	252
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	Araucária (PR)	214
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	Canoas (RS)	208
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão (RJ)	179
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	Betim (MG)	164
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	Ipojuca (PE)	115
Refinaria de Capuava (Recap)	Mauá (SP)	63
Refinaria Isaac Sabbá (Reman)	Manaus (AM)	46
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	Guamaré (RN)	38
Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR)	Rio Grande (RS)	17
Refinaria SSOil Energy	Coroados (SP)	12
Refinaria de Manguinhos (Refit)	Rio de Janeiro (RJ)	10
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	Fortaleza (CE)	10
Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)	São Mateus do Sul (PR)	6
Univen Refinaria de Petróleo (Univen)	Itupeva (SP)	5
Dax Oil	Camaçari (BA)	2

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021a) e Petrobras (2021e).

Notas: (1) A RNEST possui capacidade nominal de 115 mil b/d, mas está autorizada a processar no máximo 100 mil b/d, conforme exigência da Renovação da Licença de Operação emitida pela Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco; (2) As operações da refinaria Univen Petróleo se encontram suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo; (3) A SIX é uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso, não processando petróleo; (4) A refinaria SSOil Energy possui capacidade autorizada de 12 mil b/d, mas está restrita a produzir, no máximo, 1.290 b/d de gasolina A, 434 b/d de óleo diesel S500 e 642 b/d de óleo combustível, em função de limitações de capacidade de armazenamento.

INVESTIMENTOS PREVISTOS NO REFINO NACIONAL

Em que pesem as possíveis mudanças nos próximos anos na estrutura do abastecimento nacional de combustíveis, não foram considerados investimentos significativos na expansão da capacidade de refino no horizonte do estudo. Ressalta-se, porém, que há ampliações de pequeno porte em andamento atualmente nos estados da Bahia e do Rio de Janeiro (ANP, 2019a, 2020a, 2020b).

Adicionalmente, considerou-se investimentos na ampliação da capacidade de tratamento em refinarias existentes. Esses investimentos incluem a construção de nova unidade de hidrotreatamento⁶⁵ (HDT) de 10 mil m³/d e com início previsto de operação em 2025, e o *revamp* de duas unidades de hidrodessulfurização, uma em 2023 e outra em 2025, que somam 12 mil m³/d de capacidade de tratamento (Petrobras, 2021f). Nota-se que esses projetos visam adequar o parque nacional de refino

⁶⁵ Investimentos em HDT podem implicar na necessidade de construção ou ampliação de unidades de geração de hidrogênio (UGH). Aspectos relacionados à produção e ao consumo de

hidrogênio nas refinarias de petróleo serão tratadas em capítulo específico.

para o atendimento à demanda crescente de combustíveis de baixo teor de enxofre.

Destaca-se que, diante da ausência de avanço físico nas obras desde 2015, do processo de venda da refinaria em andamento pela Petrobras e da incerteza acerca das estratégias de negócio do agente comprador, optou-se por não considerar o término da construção do 2º trem da RNEST no horizonte decenal do PDE 2031. Por sua vez, em relação ao projeto da Petrobras em Itaboraí (RJ), renomeado como Polo GasLub Itaboraí (antigo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj)⁶⁶, este estudo considera apenas o término da construção e o início de operação da unidade de processamento de gás natural (UPGN) em 2022, conforme indicado no Capítulo 7.

Além dos empreendimentos de refinarias de pequeno porte nos estados da Bahia e de São Paulo, projetos deste tipo, relevantes para a integração

entre a produção local de petróleo *onshore* e *offshore* e o desenvolvimento regional, foram anunciados nos estados de Sergipe, Espírito Santo e Rio de Janeiro (EPE, 2020b). Como tais refinarias ainda não obtiveram autorização para construção, optou-se por não as considerar neste estudo, mas seguem em acompanhamento.

Por fim, cumpre destacar que com o avanço do desinvestimento da Petrobras, novos atores são esperados no segmento de refino no País, com estratégias distintas daquelas observadas até então. Com isso, pode ser observado, ao longo dos próximos anos, mudança no padrão de investimentos e anúncio de projetos hoje ainda não considerados.

Assim, com as premissas adotadas, projeta-se que a capacidade nominal de refino no País permanecerá inferior a 2,5 milhões b/d ao longo dos próximos dez anos.

ESPECIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

O óleo diesel é comercializado no Brasil com diferentes especificações, estabelecendo, por conseguinte, delimitações máximas de teor de enxofre. O óleo diesel para uso rodoviário, acrescido pelo biodiesel, é consumido no território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500). Assumiu-se que esta regulamentação permanecerá válida ao longo do horizonte decenal.

Nota-se que, 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 produzidos e licenciados no Brasil são adequados ao consumo de óleo diesel de baixo teor de enxofre. Logo, o sucateamento da frota e a prejudicialidade do S500 à nova motorização impelem a demanda brasileira a

uma transição gradual para o óleo diesel S10 nos próximos anos⁶⁷.

Nesse sentido, cabe citar que também foi realizada uma análise de sensibilidade considerando a entrada em vigor de especificações mais restritivas para o óleo diesel B, limitando o teor de enxofre para 10 ppm, conforme destacado no Box 6.1.

No caso do óleo diesel B *off-road*, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto ou em geração elétrica, o limite atual de teor de enxofre é de 1800 ppm (S1800). Devido à sua demanda em volumes pouco expressivos, bem como à redução do seu consumo ao longo dos últimos anos, adotou-se a hipótese de substituição do S1800 no Brasil por óleo diesel S500 a partir de 2028. De forma similar, para o óleo diesel marítimo, de uso aquaviário,

⁶⁶ Na divulgação do seu Plano Estratégico 2022-2026, em novembro de 2021, a Petrobras anunciou investimentos na retomada do 2º trem da RNEST e na integração operacional Reduc-GasLub, para a produção de óleo base para lubrificantes grupo II e de óleo diesel S10 e QAV (Petrobras, 2021g). Em que pese esse anúncio, adotou-se a premissa de não conclusão desses empreendimentos durante o período decenal, conforme

divulgações anteriores da empresa, como o Plano Estratégico 2021-2025 (Petrobras, 2020b), uma vez que essa era a informação válida no período de elaboração deste estudo.

⁶⁷ A participação média do S10 no mercado brasileiro de óleo diesel, considerando as vendas acumuladas de janeiro a setembro de 2021, foi de 58% (ANP, 2021b).

considerou-se a alteração do atual limite máximo de teor de enxofre de 5000 ppm para 500 ppm com entrada em vigor da nova especificação em 2024.

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 o limite máximo do teor de enxofre no *bunker* de 0,5% (5000 ppm) (ANP, 2019b) e em linha com a norma IMO 2020, implementada pela IMO em janeiro de 2020 (IMO, 2019).

Para a gasolina C, considerou-se a sua nova especificação no Brasil, que entrou em vigor em 2020, estabelecendo limites de massa específica a 20°C, de temperatura de destilação no ponto 50% evaporado (T50) e do parâmetro de octanagem RON, conforme Resolução ANP nº 807/2020 (ANP, 2020c). Assumiu-se, ainda, a manutenção do limite máximo de teor de enxofre de 50 ppm para a gasolina C ao longo do horizonte do estudo.

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

Ao longo desta década, o Brasil deverá ampliar a sua condição de exportador líquido de petróleo. Projeta-se que as exportações brasileiras alcançarão 3,4 milhões b/d em 2031, o que corresponde a 66% da produção nacional no ano. Esse volume expressivo poderá alçar o Brasil a um dos cinco maiores exportadores do mundo, o que elevaria a importância e relevância do País no quadro geopolítico da indústria mundial do petróleo.

Essa condição exportadora explica-se, em grande medida, pelo aumento da produção nacional de petróleo (retratada no Capítulo 5), principalmente em áreas do pré-sal da Bacia de Santos. Estima-se que esse crescimento da produção nacional em muito se sobreporá ao processamento de petróleo no parque nacional de refino.

Destacam-se, também, as premissas de percentuais obrigatórios de biocombustíveis nas misturas de gasolina C e de óleo diesel B nos próximos dez anos. Para a gasolina C, adotou-se o percentual atual de etanol anidro na mistura, de 27% para a gasolina C comum e 25% para a gasolina C premium, conforme Portaria MAPA nº 75/2015 (MAPA, 2015), ao longo do horizonte do estudo. Para o óleo diesel B, considerou-se o percentual de 10% de biodiesel em 2022, conforme decisão do CNPE (MME, 2021). A partir de 2023, considerou-se 15% de adição do biocombustível, até o final da série decenal analisada, conforme estabelecem a Resolução CNPE nº 16/2018 e o Despacho ANP nº 621/2019 (ANP, 2019c; CNPE, 2018). Adicionalmente, assumiu-se como premissa a inserção do bioquerosene de aviação (bioQAV) no País. Questões relacionadas aos biocombustíveis são detalhadamente discutidas no Capítulo 8.

As projeções deste ciclo do PDE indicam um pequeno incremento no volume de óleo processado nas refinarias brasileiras, de 1,75 milhão b/d (média dos últimos quatro anos) para 1,93 milhão b/d em 2031. Em termos de fator de utilização das refinarias, isso representa um aumento de 75% para um patamar de 82% no final do decênio.

A **Tabela 6 - 2** apresenta as projeções para o balanço nacional de petróleo no horizonte decenal, assim como para o fator de utilização das refinarias, a participação do óleo nacional no processamento, e a relação entre as exportações de petróleo e a produção nacional.

Tabela 6 - 2: Balanço nacional de petróleo e indicadores para petróleo e refino

Balanço nacional de petróleo (milhões b/d)						
	2019	2022	2025	2028	2031	% a.a. (2019-2031)
Produção nacional	2,79	3,36	3,96	5,04	5,17	5,3%
Processamento nas refinarias	1,75	1,81	1,93	1,93	1,93	0,8%
Importações	0,19	0,16	0,17	0,17	0,17	-0,9%
Exportações	1,17	1,71	2,21	3,28	3,41	9,3%
Indicadores para petróleo e refino (%)						
	2019	2022	2025	2028	2031	
Fator de utilização das refinarias nacionais	75%	77%	82%	82%	82%	
Participação do óleo nacional na carga processada	89%	91%	91%	91%	91%	
Relação entre exportações de petróleo e produção nacional	42%	51%	56%	65%	66%	

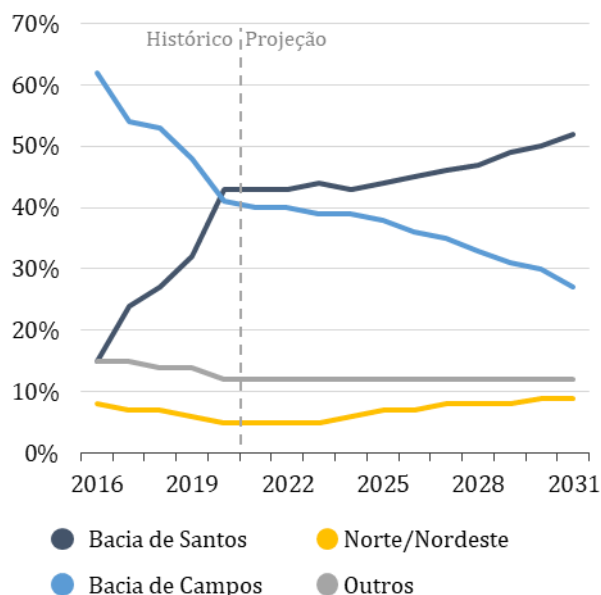
Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c).

Nota: O saldo do balanço de petróleo (Produção nacional + Importações - Processamento nas refinarias - Exportações) pode não somar zero em função de variação de estoques ou de arredondamentos.

Em relação à importação de petróleo, projeta-se a sua manutenção em volumes similares ao histórico recente. Essa importação ocorre, principalmente, em função do processamento de petróleo parafínico para a produção de óleos básicos lubrificantes na Reduc. Como a produção nacional deste tipo é limitada, torna-se necessário suprir a refinaria com óleos importados (majoritariamente dos tipos Arab Light e Basrah Light). A importação de outros tipos de petróleo ocorre, sobretudo, por oportunidades comerciais e pela necessidade de adequação da qualidade da cesta de petróleos em algumas refinarias.

Ao longo do período, projeta-se uma elevada participação do óleo nacional na carga processada das refinarias. Destaca-se, em especial, o crescimento da participação dos petróleos da Bacia de Santos, majoritariamente do pré-sal, como os óleos Búzios e Tupi, conforme o **Gráfico 6 - 3**. Por sua vez, óleos da Bacia de Campos, majoritariamente do pós-sal, como Marlim, Roncador e Parque das Baleias, exibem participação decrescente na cesta de processamento. Já petróleos das bacias sedimentares das regiões Norte e Nordeste, como

Baiano, RGN Mistura e Urucu, respondem por 5% a 10% da cesta processada nas refinarias nacionais.

Gráfico 6 - 3: Cesta de petróleos processados nas refinarias por tipo (%)


Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021d).

Nota: Outros inclui óleos importados e cargas de reprocessamento.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

A pandemia de covid-19 afetou de maneiras distintas a demanda nacional de derivados de petróleo. Como resultado, as refinarias adaptaram o seu *mix* de produção para atender às variações da demanda do mercado doméstico de combustíveis e às oportunidades de exportação, elevando, por exemplo a produção de *bunker* marítimo, de óleo diesel S10, e de GLP.

Nos próximos anos, com a perspectiva de retomada da demanda, espera-se uma recuperação gradativa do fator de utilização e, conseqüentemente, da produção de derivados nas refinarias nacionais.

A **Tabela 6 - 3** exibe as projeções para a produção nacional de derivados de petróleo no período, enquanto o **Gráfico 6 - 4** apresenta o perfil de produção das refinarias brasileiras.

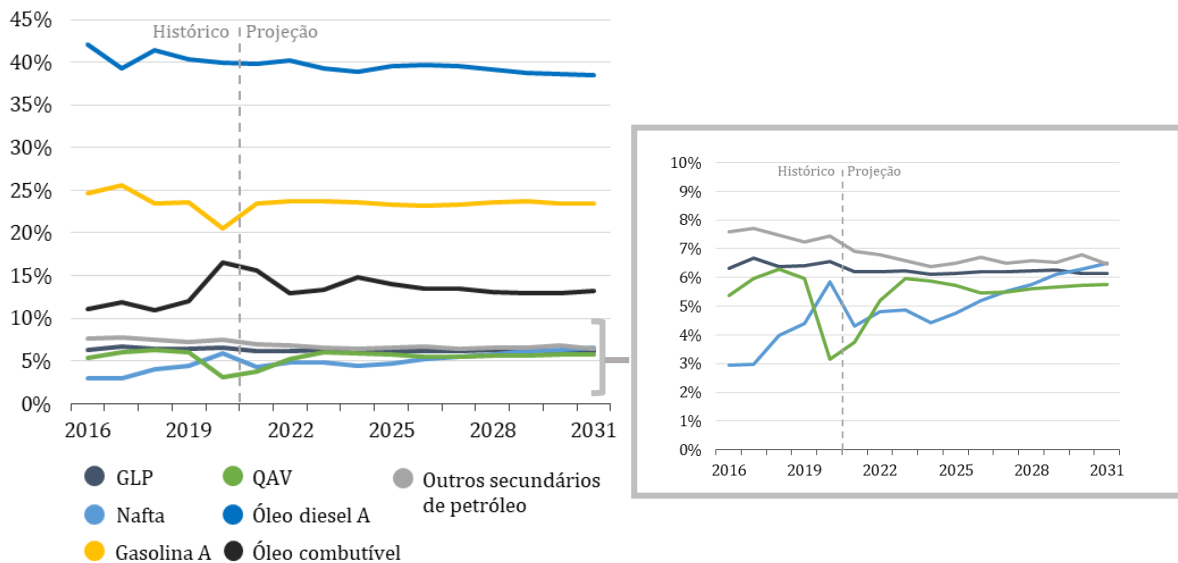
Tabela 6 - 3: Produção nacional de derivados de petróleo

(mil m ³ /d)	2019	2022	2025	2028	2031	% a.a. (2019-2031)
GLP	27,2	33,5	34,8	43,0	46,5	4,6%
Nafta	12,3	14,0	14,7	18,0	20,3	4,3%
Gasolina A	69,2	72,8	75,7	77,2	76,9	0,9%
Querosene de Aviação (QAV)	16,6	15,1	17,8	17,5	18,1	0,7%
Óleo Diesel A	112,3	117,5	122,6	122,1	120,3	0,6%
Óleo Combustível	33,5	37,9	43,6	40,7	41,3	1,8%
Coque de Petróleo	12,1	11,6	12,1	12,2	12,1	0,0%
Asfaltos	4,7	5,9	5,7	5,9	5,6	1,5%
Lubrificantes	2,4	1,8	1,8	1,9	1,9	-2,1%
Outros energéticos e não energéticos	6,3	6,1	6,1	6,1	6,1	-0,3%

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).

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, MTBE, n-parafina, parafinas, propeno, resíduo aromático, resíduo asfáltico, solventes, tolueno e xilenos.

Gráfico 6 - 4: Perfil de produção das refinarias nacionais (%)



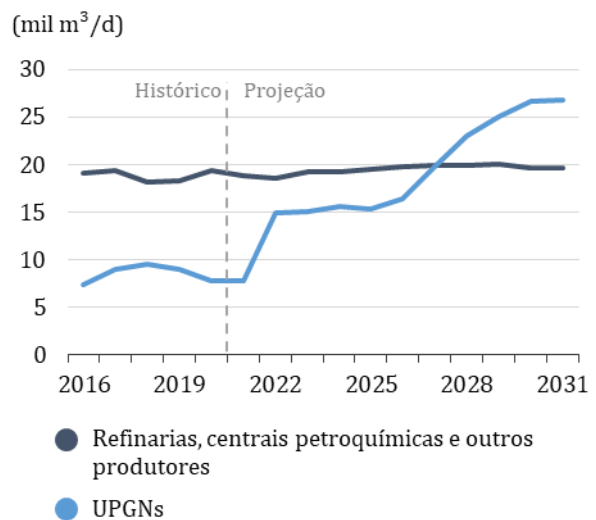
Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).

Nota: Outros secundários de petróleo incluem asfaltos, coque verde de petróleo, lubrificantes e solventes.

Gás liquefeito de petróleo (GLP) – Destaca-se o crescimento em mais de 70% da produção nacional de GLP entre 2019 e 2031. Esse aumento decorrerá, em grande medida, da parcela da produção oriunda do processamento de gás natural, em especial, com a entrada em operação em 2022 da UPGN do Polo GasLub, em Itaboraí (RJ), e com o desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas na segunda metade desta década. Assim, estima-se que a produção de GLP de UPGNs alcançará 26,8 mil metros cúbicos por dia (m³/d) em 2031, volume muito superior aos 8,9 mil m³/d produzidos em 2019 nessas unidades. Questões relacionadas à oferta nacional de gás natural e aos investimentos previstos em UPGNs são mais detalhadamente discutidas no Capítulo 7.

Por sua vez, a produção de GLP em refinarias e centrais petroquímicas deverá manter-se entre 18 e 20 mil m³/d ao longo do período decenal. Projeta-se, apenas, um aumento gradual nos primeiros anos da década em função da recuperação do fator de utilização das refinarias. O **Gráfico 6 - 5** exibe a projeção para a produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora.

Gráfico 6 - 5: Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora



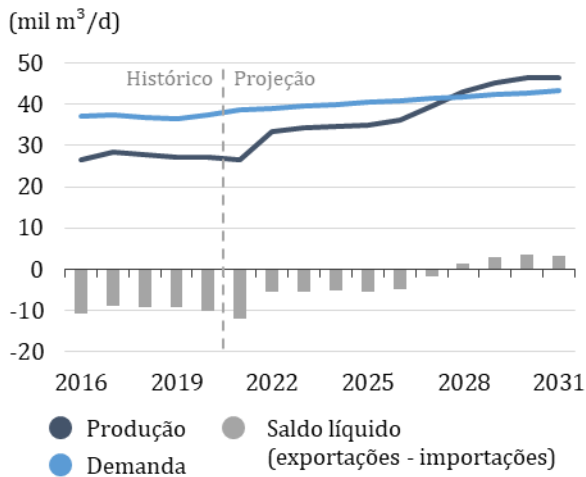
Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c), ANP (2021e) e EPE (2021).

Notas: (1) Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial. (2) A produção de GLP de UPGN inclui volumes produzidos por unidades de processamento de gás natural associadas à refinarias, como as UPGNs Lubnor, Reduc I e II, Catu e Candeias.

Com o crescimento expressivo da produção oriunda de UPGNs, o Brasil poderá se tornar autossuficiente em GLP ao final da década de 2020.

Entre 2019 e 2031, a produção de GLP deverá crescer em ritmo mais acelerado (+4,6% a.a.) do que a demanda nacional (+1,4% a.a.), reduzindo paulatinamente as importações do produto, até se tornar um superávit na segunda metade da década, conforme apresentado no **Gráfico 6 - 6**. Mais detalhes sobre a demanda de GLP encontram-se no Capítulo 2. Projeta-se que, em 2031, as exportações de GLP representarão 7% da produção nacional.

Gráfico 6 - 6: Balanço nacional de GLP



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c), ANP (2021e) e EPE (2021).

Nota: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial.

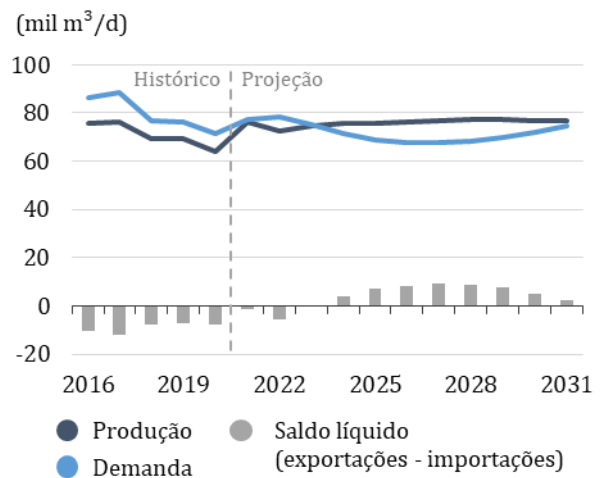
Esperam-se mudanças significativas no setor de GLP nos próximos anos, tanto em função do fim da diferenciação de preços com a revogação da Resolução CNPE nº 04/2005, quanto em decorrência da ampliação do número de agentes no setor a partir da comercialização de ativos de refino e de processamento de gás natural. Durante esse processo, será exigida atenção à infraestrutura primária de abastecimento deste combustível, que atualmente possui limitações (MME, 2020b).

Gasolina – Apesar do maior fator de utilização das refinarias no período, a produção nacional de gasolina A deverá manter-se em torno de 75 mil m³/d, em linha com a média registrada nos últimos anos. Em grande medida, isso se justifica, pois, as projeções deste ciclo do PDE indicam que a demanda doméstica de gasolina não deverá retornar

aos níveis de 2019 antes de 2031, em função do comportamento da demanda de combustíveis do ciclo Otto e da expectativa de maior oferta de etanol hidratado, descrita no Capítulo 8.

Nesse contexto, o Brasil poderá se tornar superavitário em gasolina ao longo desta década, conforme sinalizado no **Gráfico 6 - 7**. Projeta-se que os volumes de exportação líquida alcançariam a máxima de 9,0 mil m³/d em 2027, o que representaria 12% da produção nacional no ano.

Gráfico 6 - 7: Balanço nacional de gasolina A



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).

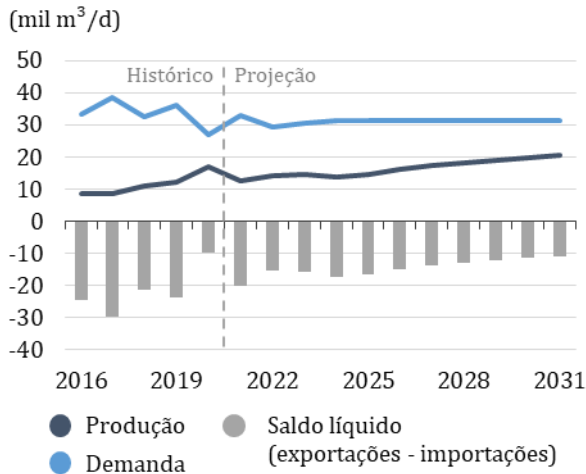
Nota: Inclui gasolina comum, gasolina premium e gasolina de aviação.

Nafta – Projeta-se um aumento substancial da produção nacional de nafta, de 12,3 mil m³/d em 2019 para 20,3 mil m³/d em 2031. Esse crescimento da produção deverá ser orientado pela elevação dos volumes de petróleo processados nas refinarias ao longo do período, de tal forma que a produção incremental de frações de nafta na destilação deverá ser majoritariamente direcionada para a obtenção de nafta petroquímica ao invés de compor o pool de gasolina. Em 2031, o volume importado de nafta (10,9 mil m³/d) representará cerca de 35% da

demanda nacional, patamar inferior à média recente⁶⁸.

O **Gráfico 6 - 8**, que ilustra o balanço nacional de nafta, indica que o Brasil permanecerá importador deste derivado, porém em volumes decrescentes.

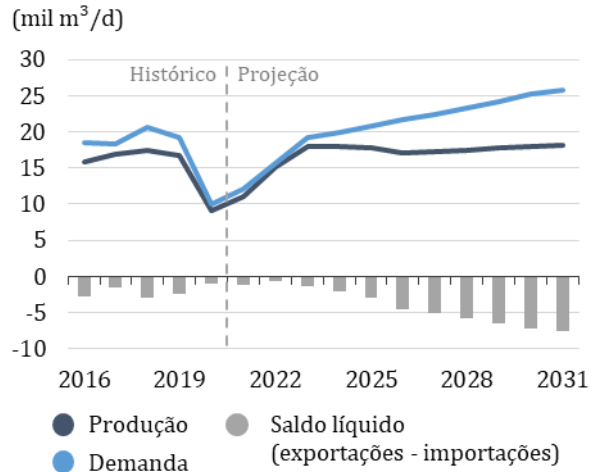
Gráfico 6 - 8: Balanço nacional de nafta



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).

Querosene de aviação (QAV) – Projeta-se que a produção nacional de QAV aumentará gradativamente, acompanhando a recuperação do consumo doméstico. Contudo, em função de limitações operacionais do parque de refino, a produção ficará limitada a volumes em torno de 18 mil m³/d, enquanto a demanda doméstica seguirá aumentando, conforme indicado no **Gráfico 6 - 9**.

Gráfico 6 - 9: Balanço nacional de QAV



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).
 Notas: (1) Inclui querosene de aviação e querosene iluminante.
 (2) O fornecimento de QAV para aeronaves estrangeiras é contabilizado como demanda doméstica.

Assim, projetam-se volumes crescentes de importação ao longo do horizonte decenal, atingindo 7,7 mil m³/d em 2031 (cerca de 30% da demanda no ano). Esse montante é superior à importação máxima histórica de QAV no País (5,4 mil m³/d em 2013), o que poderá exigir investimentos na expansão da infraestrutura primária de abastecimento deste combustível.

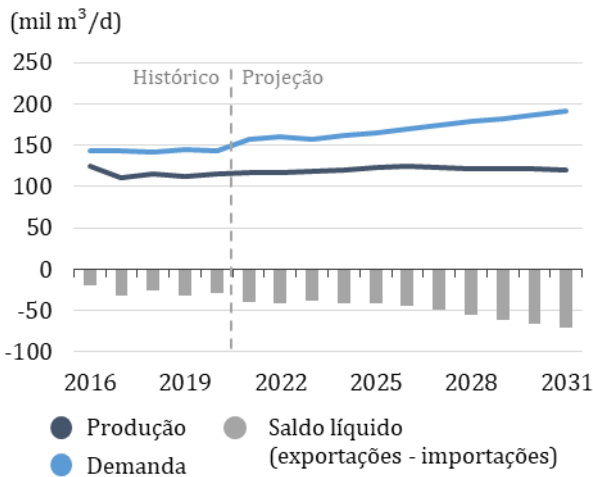
Óleo diesel – Apesar da maior utilização das refinarias nacionais e dos investimentos previstos em unidades de hidrotreatamento, a produção de óleo diesel A deverá apresentar crescimento tímido ao longo do decênio, atingindo 120 mil m³/d em 2031. Isso se explica, em grande medida, pela troca gradual da produção de óleo diesel S500 por S10, o que representa um desafio para a operação das refinarias nacionais com vistas ao atendimento às especificações.

Assim, como a demanda de óleo diesel deverá crescer em ritmo mais acelerado (+2,3% a.a.) do que a produção nacional (+0,6% a.a.) entre 2019

⁶⁸ Entre 2015 e 2019, o Brasil importou, em média, 22,8 mil m³/d de nafta petroquímica, o que representou cerca de 65% da demanda nacional no período ([ANP, 2021c](#), [EPE, 2021](#)).

e 2031, o Brasil ampliará ainda mais a sua condição de importador líquido de óleo diesel durante o período decenal, conforme indicado no **Gráfico 6 - 10**.

Gráfico 6 - 10: Balanço nacional de óleo diesel A



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).
Notas: (1) Inclui óleo diesel rodoviário (S10 e S500), óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000). (2) O fornecimento de óleo diesel marítimo para navios estrangeiros é contabilizado como demanda doméstica.

Os volumes de importação de óleo diesel deverão aumentar progressivamente, superando o patamar de 70 mil m³/d em 2031 (o que equivale a 37% da demanda no ano). Esse valor é quase o dobro dos 35,5 mil m³/d importados pelo Brasil em 2019, máxima histórica até então registrada, sinalizando uma oportunidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento de óleo diesel.

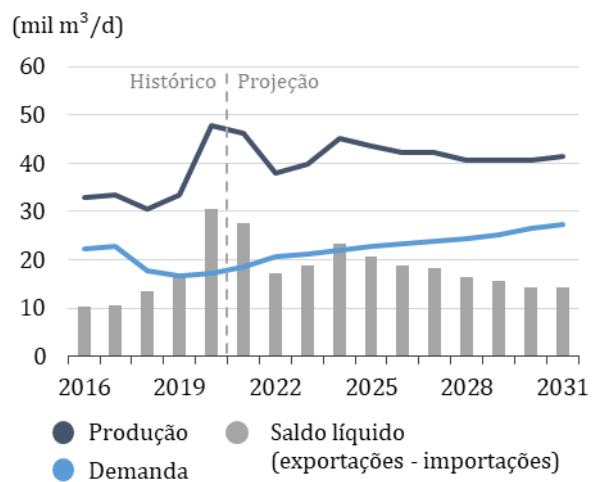
Óleo combustível – Como os petróleos brasileiros possuem, em geral, baixo teor de enxofre, a produção e comercialização de óleo combustível marítimo (*bunker*) que atende às novas especificações da IMO se tornou uma oportunidade comercial para as refinarias nacionais.

Nesse contexto, em 2020, a produção e a exportação de óleo combustível registraram aumentos expressivos em comparação aos anos anteriores. Espera-se, porém, que as margens do óleo combustível de baixo teor de enxofre sejam

gradualmente reduzidas nos próximos anos, na medida em que refinadores no mundo adequem as suas unidades de processo de conversão e tratamento para atender às especificações do *bunker* 0,5%, conforme discutido anteriormente na seção 6.1.

O Brasil permanecerá como exportador líquido de óleo combustível durante todo o período decenal, porém com tendência de queda nos volumes exportados ao longo do horizonte de estudo. O **Gráfico 6 - 11** exibe as projeções de balanço nacional de óleo combustível.

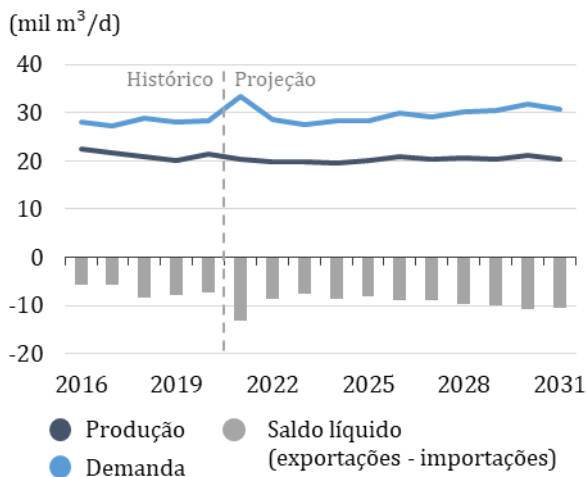
Gráfico 6 - 11: Balanço nacional de óleo combustível



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).
Notas: (1) Inclui óleo combustível marítimo (bunker 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. (2) O fornecimento de óleo combustível marítimo para navios estrangeiros é contabilizado como demanda doméstica.

Outros secundários de petróleo – O Brasil permanecerá importador líquido de outros produtos secundários de petróleo, como lubrificantes, coque de petróleo e solventes ao longo do período decenal. Por outro lado, o balanço nacional de asfaltos deverá se manter ligeiramente superavitário em praticamente todo o período, em que pese a demanda deste produto ser altamente sazonal. O **Gráfico 6 - 12** exibe as projeções de balanço nacional para outros secundários de petróleo.

Gráfico 6 - 12: Balanço nacional de outros secundários de petróleo

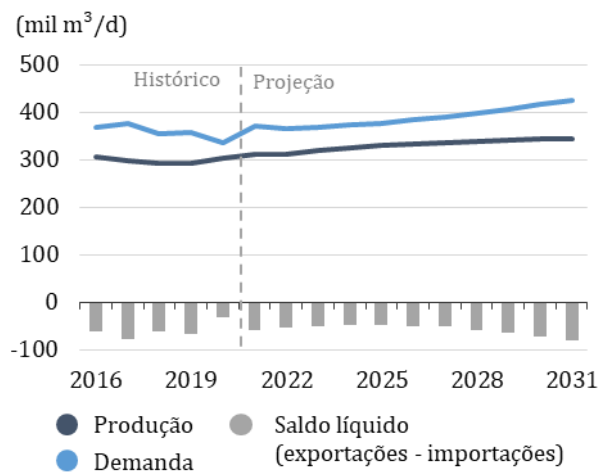


Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).
 Notas: Outros secundários de petróleo são asfaltos (inclui asfalto diluído e cimento asfáltico), coque verde de petróleo (inclui coque grau anodo, grau siderúrgico e grau energético e não inclui coque calcinado), lubrificantes e solventes (não inclui benzeno, tolueno, xilenos e aromáticos mistos).

Total de derivados de petróleo – Devido aos impactos da pandemia de covid-19 sobre o consumo de combustíveis, as importações de derivados recuaram em 2020. No entanto, com a previsão de recuperação econômica e do crescimento da demanda doméstica, as importações líquidas alcançarão 72 mil m³/d em 2031, ligeiramente abaixo do volume registrado em 2017 (79 mil m³/d).

O **Gráfico 6 - 13** apresenta o somatório das projeções do PDE 2031 para o balanço nacional dos principais derivados de petróleo analisados – GLP, nafta, gasolina A, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Gráfico 6 - 13: Balanço nacional dos principais derivados de petróleo



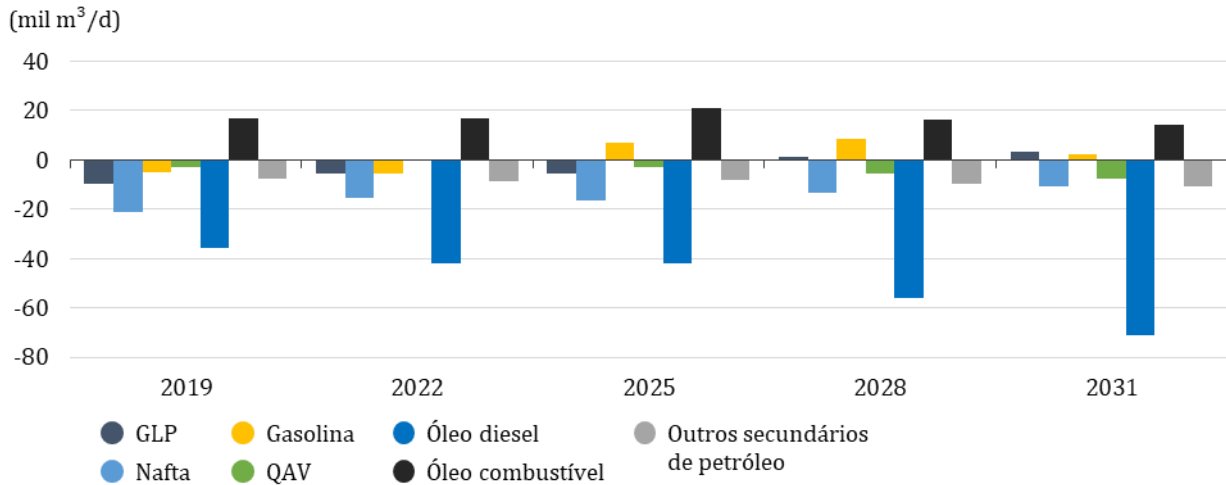
Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).
 Nota: Inclui GLP, nafta, gasolina A, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Os derivados de petróleo que mais contribuem para o déficit em 2031 são: óleo diesel (-71 mil m³/d), nafta (-11 mil m³/d) e QAV (-8 mil m³/d). Por outro lado, o derivado com o maior superávit em 2031 é o óleo combustível (+22 mil m³/d).

Esses volumes de importação de derivados de petróleo apresentam-se como oportunidades para realização de investimentos na ampliação da capacidade de refino nacional, bem como da infraestrutura para movimentação de produtos. Nesse sentido, condições para favorecer a realização de investimentos e a entrada de novos atores devem ser analisadas.

O **Gráfico 6 - 14** apresenta o saldo líquido projetado para os principais derivados de petróleo no horizonte de estudo.

Gráfico 6 - 14: Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil



Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP (2021c) e EPE (2021).

No que tange à transição energética, embora haja o aumento do consumo e ampliação da oferta de derivados de petróleo ao longo do período decenal, vislumbram-se avanços em ações para a descarbonização no parque de refino nacional, seja na forma de otimização e redução da intensidade de

carbono nas refinarias, seja em iniciativas para o coprocessamento de biomassa (Petrobras, 2021g, 2021h). Outros avanços e especificação não foram considerados no cenário de referência, sendo um deles indicado na análise de sensibilidade apresentado no Box 6 - 1.

Box 6 - 1: E se a especificação de teor de enxofre no óleo diesel rodoviário se tornar mais restritiva?

O óleo diesel para uso rodoviário é consumido no território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500), conforme Resolução ANP nº 50/2013 (ANP, 2013). Como discutido anteriormente, assume-se neste PDE a manutenção desses limites ao longo do horizonte decenal, em que pese a transição gradual da demanda brasileira para o óleo diesel S10.

Contudo, como a queima de combustíveis fósseis, notadamente no setor de transportes, responde por uma parcela significativa das emissões de poluentes atmosféricos no mundo, diversos países têm adotado políticas energéticas e ambientais mais rigorosas, visando à mitigação dessas emissões. Nesse contexto, os principais mercados globais de combustíveis – Europa, Estados Unidos, China, Índia, Rússia, Japão, Austrália e Canadá – adotam especificações mais restritivas para o óleo diesel rodoviário, permitindo apenas a comercialização do produto de baixo teor de enxofre – com limite máximo de 10 ou 15 ppm (ICCT, 2019).

Vislumbra-se, assim, a possibilidade do Brasil eventualmente seguir os principais mercados globais de combustíveis e adotar especificações mais restritivas para o óleo diesel comercializado no território nacional, promovendo a migração da totalidade do mercado brasileiro para o S10. A adoção eventual de tal medida representaria um enorme desafio para o parque nacional de refino, uma vez que a produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre exige necessariamente unidades de hidrorrefino, como hidrotreamento (HDT) e hidrocrackeamento catalítico (HCC), e, conseqüentemente, requerendo volumes significativos de hidrogênio. Assim, a produção de óleo diesel A S10 se torna restrita às capacidades de unidades HDT, HCC e de geração de hidrogênio (UGH) disponíveis nas refinarias.

Atualmente, o parque nacional de refino possui 15 unidades de hidrotreamento de diesel, somando 110 mil m³/d de capacidade de produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre (ANP, 2021a). Com os investimentos previstos na Reduc, Replan e Revap, a capacidade de produção de S10 será ampliada para 132 mil m³/d. Por outro lado, as refinarias nacionais não dispõem atualmente de unidades de HCC. Destaca-se, ainda, que nem todas as refinarias brasileiras estão aptas a produzir óleo diesel de baixo teor de enxofre. Das 18 refinarias de petróleo em operação no País, entre as 19 autorizadas, oito não possuem unidades de hidrorrefino que sejam capazes de produzir óleo diesel A S10 – Dax Oil, Lubnor, Refit, Reman, Riograndense, RPCC, SSOil e SIX (ANP, 2021a).

Diante desse cenário, a eventual adoção de uma especificação mais restritiva para o óleo diesel rodoviário no território brasileiro, em termos de teor de enxofre, poderá conferir impactos relevantes para o refino nacional no próximo decênio:

- Redução do processamento de petróleo em algumas refinarias, sobretudo naquelas que não possuem capacidade de produção de S10;
- Aumento da produção de óleo diesel A S10, a partir da maior utilização das unidades de HDT;
- Redução substancial da produção de óleo diesel A S500, em função da substituição de sua demanda, ficando restrito ao consumo não rodoviário;
- Aumento da produção de óleo combustível, a partir de correntes intermediárias outrora destinadas ao blend de S500; e
- Aumento do consumo de hidrogênio (e, conseqüentemente, de gás natural) por conta da maior utilização das unidades de HDT.

Para reduzir as importações de óleo diesel, o Brasil precisará de investimentos adicionais em refino, além dos anunciados pelos agentes do setor, seja na ampliação da capacidade de processamento de petróleo ou em unidades de HDT e/ou de HCC, além de sistemas auxiliares. Projetos de expansão da capacidade de produção de óleo diesel S10 são intensivos em capital, exigindo investimentos expressivos, da ordem de bilhões de reais.

6.3 Infraestrutura nacional de transportes de derivados

A partir da evolução da oferta de derivados de petróleo, esta seção avalia a infraestrutura nacional de transporte. Essa abordagem é realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações e exportações. Além disso, analisam-se os impactos dos fluxos de derivados sobre os principais dutos existentes.

Ressalta-se que a produção de derivados em cada região e a evolução das movimentações de derivados até 2031 são obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS

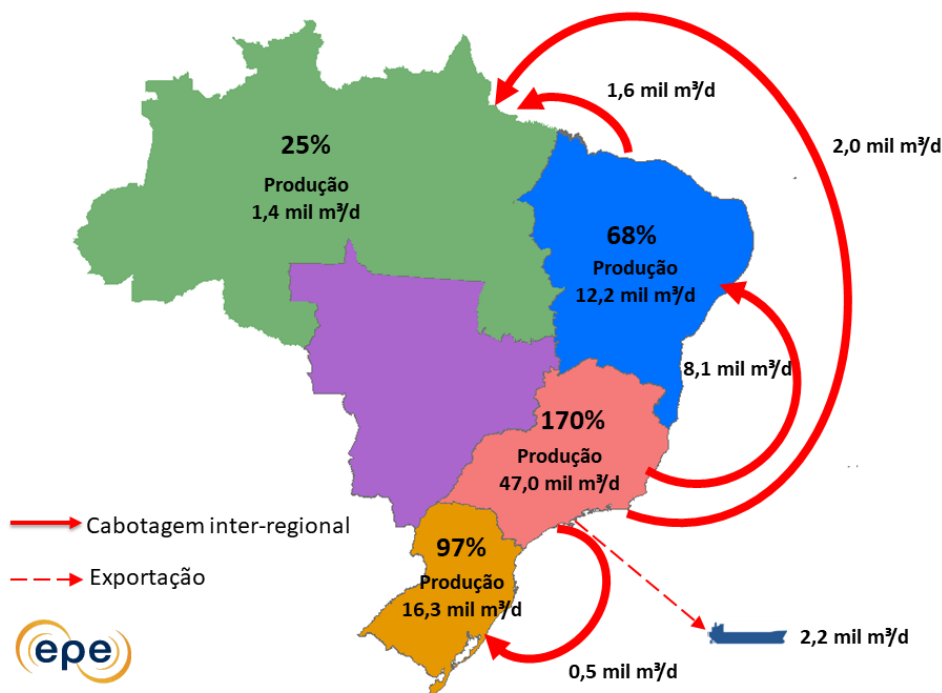
Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda de combustíveis atendida pela produção local em cada região do País, em 2031, é mostrado na **Figura 6 - 1** para gasolina A, na **Figura 6 - 2** para o óleo diesel A, na **Figura 6 - 3**

para o GLP e a na **Figura 6 - 4** para o QAV. Também são apresentados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações e exportações desses derivados.

Cabe destacar que a Região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados de petróleo até 2031, o que a mantém totalmente dependente da movimentação inter-regional de derivados.

Figura 6 - 1: Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2031



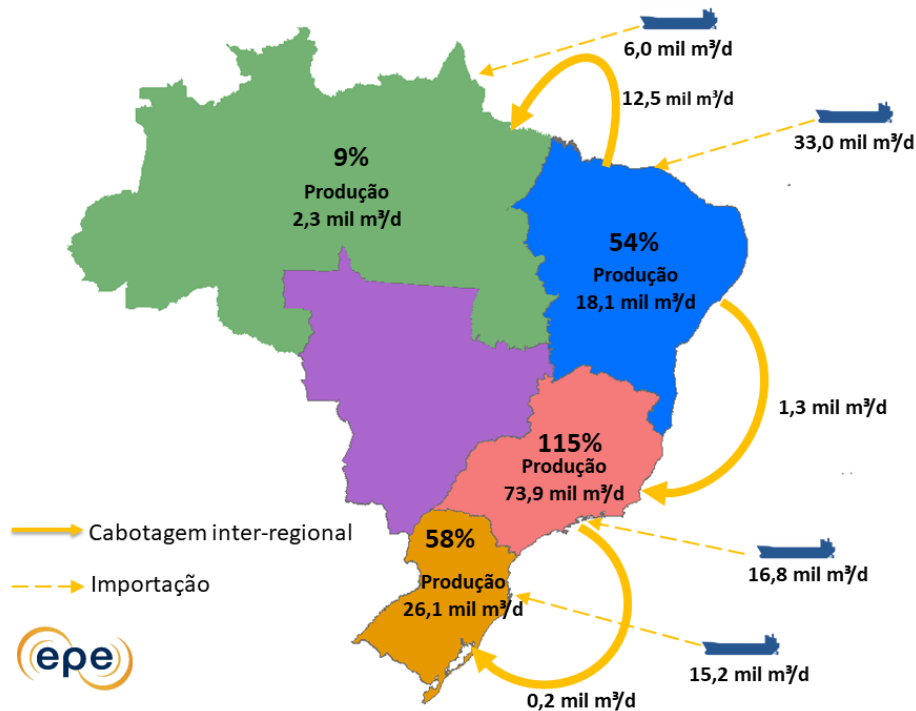
Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

O excedente de oferta de gasolina A previsto para a Região Sudeste não somente abastece o Centro-Oeste, como também complementa a demanda das regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil. O Nordeste contribui com grande parte do

abastecimento da Região Norte. Em 2031, o volume excedente de produção de gasolina A no País pode ser exportado pela Região Sudeste e representa cerca de 3% da demanda doméstica no ano.

Figura 6 - 2: Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2031



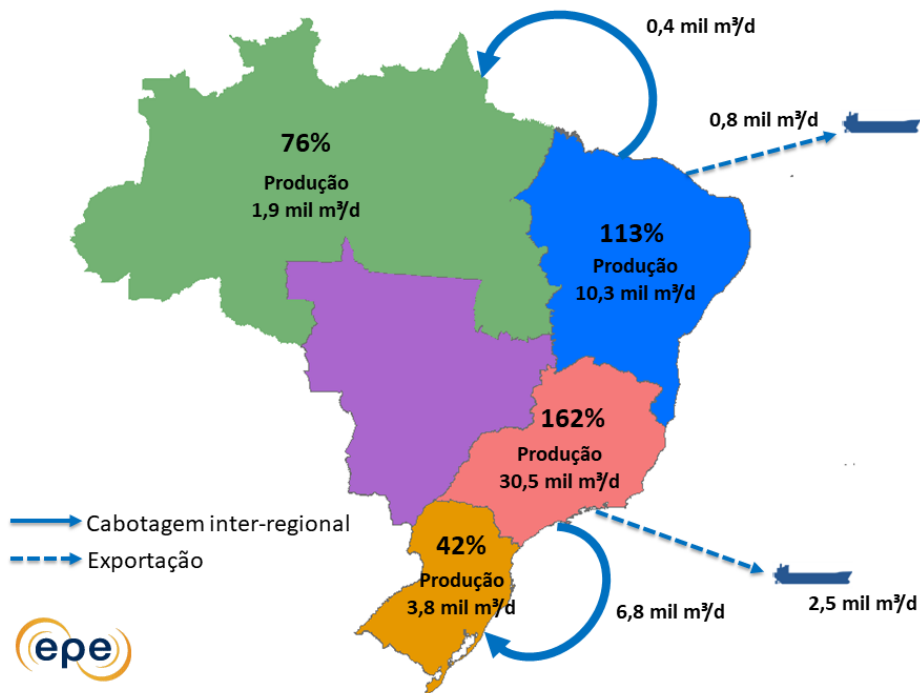
Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Em relação ao óleo diesel A, em 2031, sendo o Brasil deficitário neste derivado, projeta-se que os maiores volumes de importação sejam introduzidos no País pelas regiões Nordeste, Sudeste e Sul. As demais importações, em menores volumes, são recebidas na Região Norte.

No que tange às suas movimentações inter-regionais, a demanda de óleo diesel A da Região Norte é atendida majoritariamente via cabotagem, pelo Nordeste. A Região Sudeste, por sua vez, recebe volumes desse combustível pelo Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para a Região Centro-Oeste, e via cabotagem para o Sul do Brasil.

Figura 6 - 3: Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de GLP em 2031



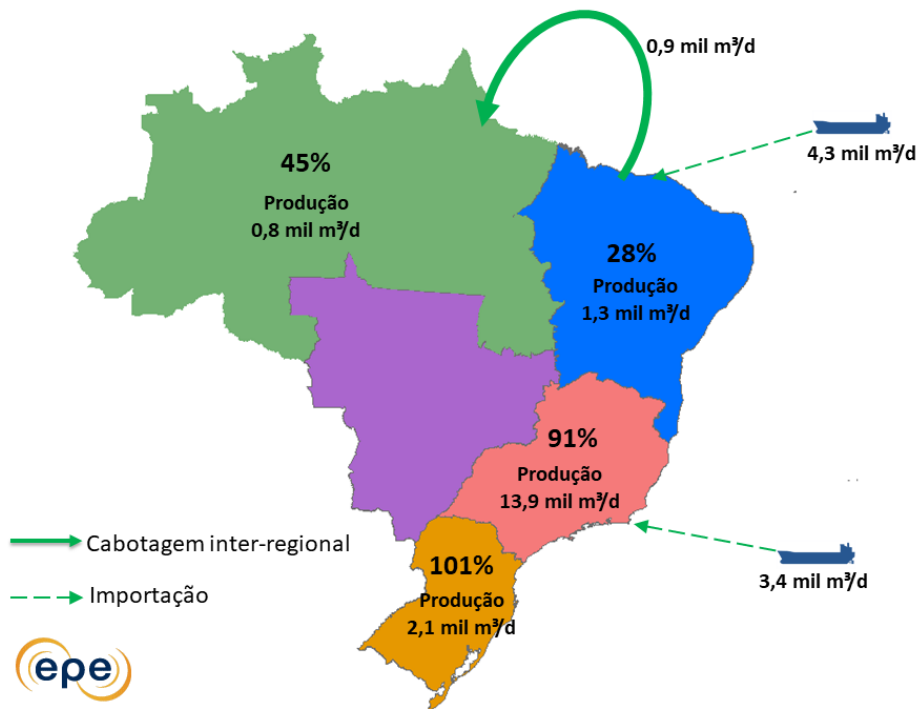
Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

No que tange ao GLP, considerando que o Brasil se tornará superavitário neste derivado no final do decênio, não há previsão de importação em 2031. A Região Norte é deficitária em GLP, sendo atendida, via cabotagem, por volumes da Região Nordeste. O excedente do Sudeste é enviado para

atendimento das regiões Centro-Oeste e Sul, majoritariamente pelo modo rodoviário. Em 2031, exportações de GLP serão realizadas pela Região Sudeste e, em menor medida, pelo Nordeste.

Figura 6 - 4: Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de QAV em 2031



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Para o QAV, em 2031, o País se mantém deficitário. Aproximadamente metade da demanda da Região Norte é atendida pela sua produção local, sendo a outra parte suprida, via cabotagem, por volumes oriundos do Nordeste. Por sua vez, o abastecimento da Região Nordeste é complementado por importações. Há ainda previsão de importações na Região Sudeste, que abastece o Centro-Oeste pelo modo rodoviário. A Região Sul é autossuficiente em QAV e o seu excedente é enviado para o Sudeste pelo modo rodoviário.

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel e QAV) e a cabotagem significativa de GLP, gasolina e

óleo diesel exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.

Investimentos em portos, terminais e programas de incentivo à cabotagem são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

Algumas iniciativas do Governo Federal, como os leilões de áreas portuárias e a promoção da cabotagem (programa BR do Mar), buscam identificar e desenvolver áreas portuárias para a movimentação de combustíveis (BRASIL, 2016; BRASIL, 2020a) e promover a cabotagem no País (BRASIL, 2020b).

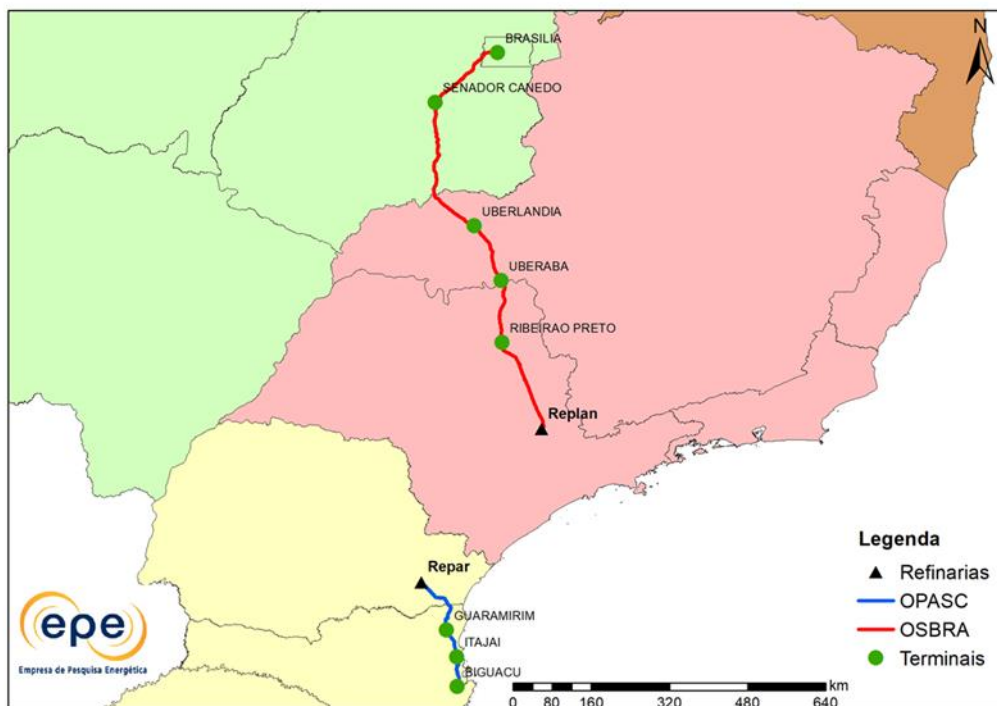
IMPACTOS DAS MOVIMENTAÇÕES DE DERIVADOS SOBRE A INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

Neste item, analisam-se os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária nacional.

Os resultados indicam que alguns oleodutos de transporte de derivados podem atingir a saturação ou ficarem próximos de suas capacidades

máximas no horizonte considerado do PDE 2031. Nesse sentido, a **Figura 6 - 5** destaca o Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC (OPASC) e o Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF (OSBRA).

Figura 6 - 5: Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade no horizonte decenal



Fonte: Elaboração própria.

Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.

Não foram consideradas expansões dutoviárias no horizonte decenal em função dos desafios existentes neste mercado. Contudo,

estudos preliminares da EPE no âmbito do Plano Indicativo de Oleodutos indicam que o aumento da demanda por derivados e a necessidade de abastecimento em regiões mais distantes da costa poderão representar potencial mercado para movimentação por dutos. Trata-se de investimentos significativos (superiores a 2 bilhões de dólares) que devem ser analisados na esfera do referido plano.

INVESTIMENTOS EM LOGÍSTICA PREVISTOS NO PERÍODO DECENAL

Conforme detalhado na seção 6.2, projeta-se ao longo do horizonte deste Plano um aumento da demanda por combustíveis líquidos no mercado brasileiro, atendida principalmente pelo aumento das importações. Uma vez que a maior parte dessa movimentação de derivados se dará pelo modo aquaviário, torna-se importante acompanhar a expansão da capacidade de movimentação e armazenamento dos principais portos brasileiros, para que consigam suprir a demanda nacional. Estima-se um investimento em portos e terminais no horizonte de estudo de cerca de 800 milhões de dólares. A **Tabela 6 - 4** detalha como tais investimentos irão aumentar a capacidade dinâmica para a logística nacional de movimentação de combustíveis líquidos.

Considerando a conclusão desses investimentos, as simulações utilizando o Plandepe indicam uma capacidade de movimentação portuária suficiente para atender a demanda futura de derivados de petróleo, em especial, de óleo diesel, a maior em volume de importação.

Tabela 6 - 4: Produção nacional de derivados de petróleo

Região	Expansão da capacidade dinâmica (kt/ano)	Principais portos a receber investimentos
Sudeste	2,6	Santos, Vitória
Sul	0,7	Paranaguá
Nordeste	2,2	Suape, Mucuripe, Itaquí
Norte	0,8	Vila Do Conde
TOTAL	6,3	

Fonte: Elaboração própria.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

- *Apesar de sua volatilidade no curto prazo, devido à existência de fatores que os pressionam em direções distintas, os preços internacionais de petróleo devem seguir uma trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de breakeven de projetos mais dispendiosos em campos atualmente considerados marginais.*
- *A evolução da demanda mundial de petróleo é afetada por políticas públicas, por tecnologias e pelas preferências dos consumidores. Isso pressupõe uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e, por exemplo, com menor teor de enxofre.*
- *No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 será mais valorizado que o QAV, o que favorecerá economicamente sua produção interna.*
- *O Brasil consolidará a sua condição de exportador de petróleo e permanecerá como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte do estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.*
- *O País deverá alcançar patamares de importação de óleo diesel e de QAV superiores às máximas históricas, sinalizando eventual necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento.*
- *A oferta de óleo diesel S10 poderá ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotreatamento no parque de refino. Uma capacidade adicional de hidrotreatamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, conseqüentemente, um aumento na produção de derivados.*
- *As importações de gasolina e GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio. Ao final do decênio, o Brasil poderá atingir a autossuficiência destes derivados. Destacam-se a influência do crescimento menor da demanda doméstica e a elevação da oferta oriunda de UPGNs, com o processamento do gás natural nacional.*
- *A produção de óleo combustível permanecerá com excedentes durante o período decenal, atendendo suficientemente à demanda nacional, bem como a todo o mercado de bunker para navios estrangeiros, porém com tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte decenal.*
- *A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.*
- *Nesse contexto, ações e programas governamentais – como a iniciativa Abastece Brasil – buscam o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente.*
- *Ademais, no âmbito da infraestrutura logística, outras iniciativas do Governo Federal buscam identificar e incentivar a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e promover a cabotagem no País. Investimentos em infraestrutura logística de derivados de petróleo serão primordiais para garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.*

7. Gás Natural

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos estudos referentes à evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua infraestrutura, no período de 2021 a 2031.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, a perspectiva de demanda de gás natural no Brasil (composta pela demanda não termelétrica e pela demanda termelétrica), a perspectiva 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 simulação termofluido-hidráulica desta malha. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte, escoamento e processamento de gás natural no País.

O presente estudo incorpora a evolução do mercado de gás natural em andamento no Brasil por meio do Programa Novo Mercado de Gás (NMG), no

qual a EPE tem exercido um papel importante. Este programa busca a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para a redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do País. Além do aumento dos volumes ofertados e consumidos no mercado brasileiro, o NMG tem como objetivo incentivar a entrada de novos agentes, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes. No caso de acesso de terceiros, otimiza-se assim a utilização das capacidades instaladas destas instalações por meio de negociações entre os agentes, em base econômica e de forma não discriminatória.

É relevante destacar que a Lei 14.134 (Nova Lei do Gás) de 08 de abril de 2021 foi sancionada, sendo seguida pelo Decreto 10.712 de 02 de junho de 2021, estabelecendo assim o novo marco legal para a indústria de gás natural no país. A versão do PDE deste ano já incorpora os desdobramentos do novo marco legal.

7.1 Infraestrutura

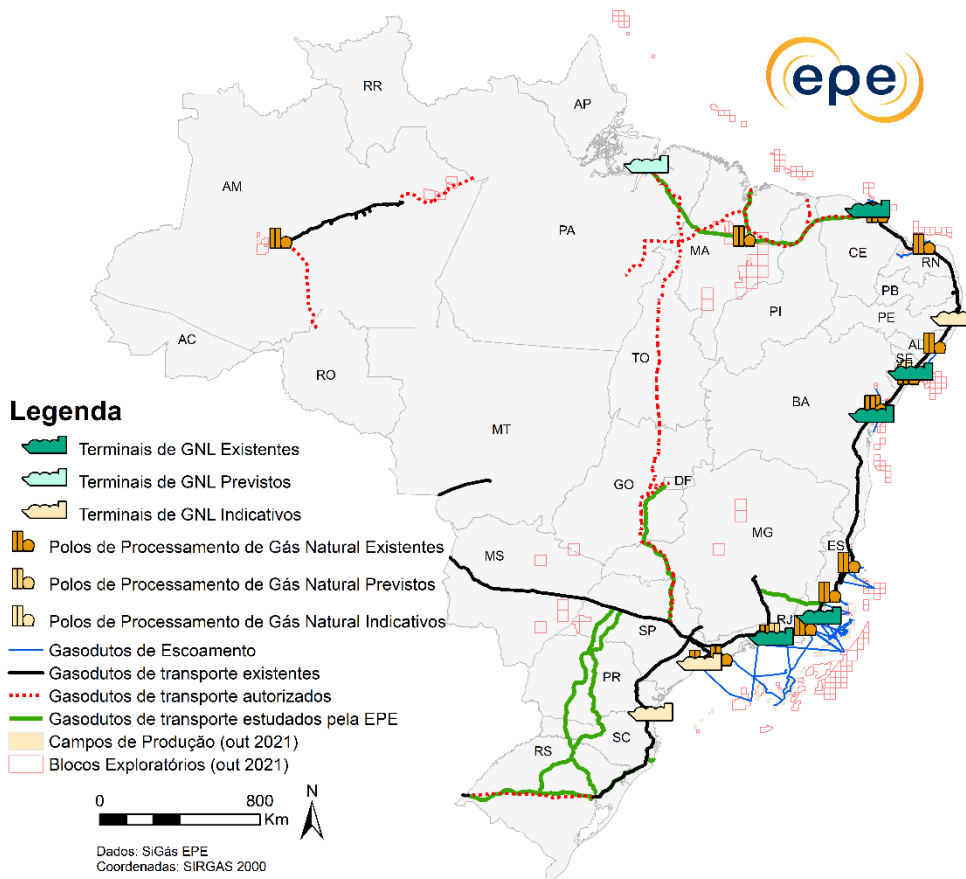
A malha nacional de gasodutos de transporte registra atualmente uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2021). Além do gás natural produzido nacionalmente e processado em 16 Polos de Processamento, este energético é também importado por meio de 3 gasodutos de transporte internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de 5 terminais de regaseificação.

A malha de gasodutos de escoamento de produção brasileira é, atualmente, composta de 265 dutos, totalizando pelo menos 4.564 km de extensão. Já os gasodutos de transferência totalizam

uma extensão de pelo menos 1.765 km a partir de 146 dutos (MME, 2021). Destaca-se que estes gasodutos se encontram localizados nas regiões com produção de hidrocarbonetos, isto é Norte (2 dutos de escoamento), Nordeste (235 dutos de escoamento e transferência) e Sudeste (174 dutos de ambos os tipos).

A **Figura 7 - 1** apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação e previstos.

Figura 7 - 1: Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural existente, em construção e prevista



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Nos ciclos anteriores, as unidades de tratamento de gás natural do Maranhão vinham sendo consideradas de forma distinta das demais UPGNs do País; porém a partir do ciclo do PDE 2030 estas instalações foram consideradas equiparáveis por entender-se que seriam capazes de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP n° 16/2008 após ajustes operacionais.

Cabe ressaltar que as malhas de transporte do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligadas e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma UPGN e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontram-se em estágio de implementação a Unidade de Processamento de gás natural do Polo Gaslub Itaboraí/RJ, bem como o último trecho da Rota 3, e

o gasoduto de transporte Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ. Estes projetos interligados terão o potencial de trazer novos volumes de gás natural para a malha integrada a partir de 2022 (PETROBRAS, 2021), além de reforçar a segurança no fornecimento. Também se encontra em construção o projeto GAS-FOR II, que irá reforçar a malha integrada na Região Nordeste, resolvendo gargalos logísticos pontuais verificados próximos ao Ceará (TAG, 2021a).

Foi finalizada, em 2021, a implantação do terminal de GNL do Porto do Açú/RJ, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia para abastecer a UTE Novo Tempo e a UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 milhões de m³/dia cada uma). Destaca-se, também, o projeto do terminal de GNL em Barcarena/PA, com

previsão de entrada em 2022 e capacidade de regaseificação de 15 milhões de m³/dia, a ser conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de 3 milhões de m³/dia) além de outras demandas industriais. Além disso, espera-se que três terminais de GNL adicionais sejam implementados no horizonte decenal: o Terminal de Regaseificação de São Paulo/SP, o Terminal Gás Sul/SC, e o terminal de Suape/PE.

A capacidade excedente dos terminais de GNL atuais e futuros poderá ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não termelétrico, ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada. Por conseguinte, estes empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos. Entretanto, para o terminal existente de GNL de Barra dos Coqueiros/SE, foi divulgada recentemente a intenção de conexão do projeto à malha integrada (SEDETEC, 2021), e o Terminal Gás Sul/SC foi autorizado já considerando um gasoduto integrante para conexão ao GASBOL (ANP, 2021a). Uma vez confirmados os projetos para interconexão, estes terminais poderão disponibilizar gás natural para clientes do Brasil inteiro via malha integrada.

Os projetos indicativos estudados por esta EPE ao longo de 2019 e 2021 indicam o potencial de expansão desta infraestrutura ao longo da década. Embora estes projetos sejam apenas indicativos,

representam oportunidades de investimento ao longo da década que podem contemplar um cenário de desenvolvimento acelerado da indústria a partir das modificações normativas em 2021, notadamente as Leis 14.134/2021 e Lei 14.182/2021. Além disso, a expansão das infraestruturas de gás poderá contribuir para a redução de emissões em setores intensivos em carbono.

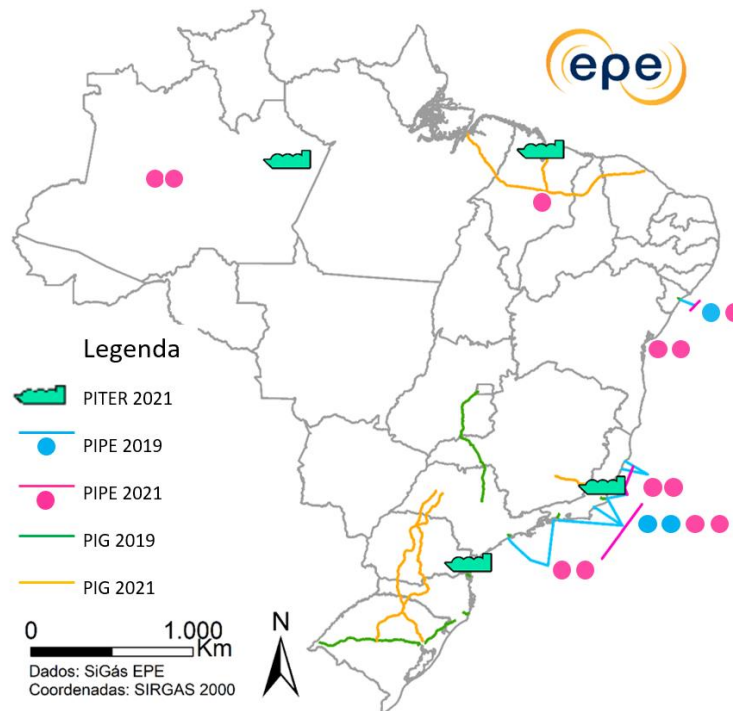
Isto porque o gás natural tem importante papel na estratégia de transição energética do Brasil. A sua emissão é menor do que outras fontes fósseis, o que faz com que haja abatimento de emissões decorrentes da substituição de outros combustíveis pelo gás natural.

Adicionalmente, a expansão da infraestrutura de gasodutos tem potencial de ampliar o acesso à energia moderna e de mitigar as emissões de setores econômicos de difícil abatimento. Dentre as possíveis formas de movimentação de gás natural, o transporte dutoviário é um dos mais eficientes e de menor consumo e emissões específicas.

Por fim, cabe destacar que a expansão da infraestrutura de gás pode ser a base para o aproveitamento dos potenciais de biogás/biometano e de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

A **Figura 7 - 2** apresenta os projetos indicativos elaborados pela EPE no período de 2019 a 2021.

Figura 7 - 2: Projetos indicativos estudados pela EPE (PIG, PIPE e PITER)



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Algumas alternativas de gasodutos estudadas nos planos indicativos PIG e PIPE possuem extensões pequenas para serem notadas na escala do mapa, tendo sido representadas, nestes casos, como pontos ao invés de linhas. Neste sentido, sugere-se a leitura da publicação completa para obter maiores detalhes destes projetos.

7.2 Preços

Após as baixas recordes registradas em 2020 ocasionadas pelos impactos da pandemia, as *commodities* energéticas sofreram elevação acentuada devido à retomada da atividade econômica, principalmente na China e nos EUA, das condições climáticas extremas ocorridas no inverno e verão no hemisfério norte em 2021, ao avanço nas campanhas de vacinação e à reversão dos impactos da pandemia de Covid-19.

Diversos fatores impulsionam a demanda mundial por gás natural, como a reposição dos níveis de estocagem na Europa e na Ásia e a elevação do consumo para geração de energia elétrica em vários países. As pressões pelo lado da demanda têm contribuído para a manutenção dos preços

internacionais de referência em valores recordes, favorecendo as exportações de GNL. Combinando aspectos de oferta, demanda e armazenamento, os fundamentos dos mercados mundiais de gás natural apontam que os preços sejam mantidos em patamares elevados no curto prazo. Novos projetos de liquefação deverão entrar em operação no mundo a partir de 2024, equilibrando o mercado internacional e potencialmente reduzindo os preços do gás.

Ainda, com a recuperação dos preços de petróleo, conforme observado nos marcadores Brent e WTI⁶⁹, foi também observado aumento de preços para o gás natural negociado por indexação ao Brent. De fato, os preços do petróleo

⁶⁹ WTI: West Texas Intermediate. Petróleo bruto produzido no Texas e no sul de Oklahoma que serve como referência ou "marcador" para precificar outras correntes de petróleo.

Negociado no mercado à vista, em Cushing, Oklahoma, Estados Unidos. (EIA, 2022)

continuaram, em 2021, o processo de recuperação que vinha ocorrendo desde 2020, fazendo com que os preços de GNL chegassem a recordes históricos em outubro de 2021 (EPE, 2021a).

Assim, foi observado aumento nos preços de gás natural negociado tanto por indexação ao *Henry Hub* quanto a cestas de óleo.

Com a modernização dos mercados de gás natural trazida pelo NMG e pelo TCC assinado entre Cade e Petrobras, além dos diversos novos agentes que iniciaram suas operações no setor de gás brasileiro recentemente e das tratativas para o acesso de terceiros ao escoamento, processamento e regaseificação de GNL (MME, 2020), a comercialização de gás natural no Brasil começa a migrar gradualmente para contratos com maior liquidez e competição entre diferentes fontes de oferta como por exemplo o GNL, o gás natural importado da Bolívia e o gás natural produzido nacionalmente em diferentes ambientes exploratórios. As chamadas públicas realizadas pelas companhias distribuidoras locais (CDLs) têm iniciado um processo de descoberta de preços similar ao que é observado em países que contam com *hubs* consolidados, e já se observou a entrada de pelo menos 9 novos agentes carregadores na malha integrada pela assinatura de contratos na Plataforma de Oferta de Capacidade - POC (TAG, 2021b). Após o lançamento do Programa NMG em meados de 2019, foi observado um aumento de 100% no número de agentes autorizados pela ANP como comercializadores, 300% no número de carregadores, e 500% no número de importadores (ANP, 2021b).

Com base nas variações de preços e novas dinâmicas de mercado, bem como em sua influência

sobre as diversas fontes de oferta de gás natural e nas respectivas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2021 a 2031. Em particular, procurou-se identificar a faixa mais provável de preços nacionais e internacionais, considerando várias fontes possíveis de oferta, assim como sua comercialização em *hubs* e entrega para os consumidores finais de diversos setores.

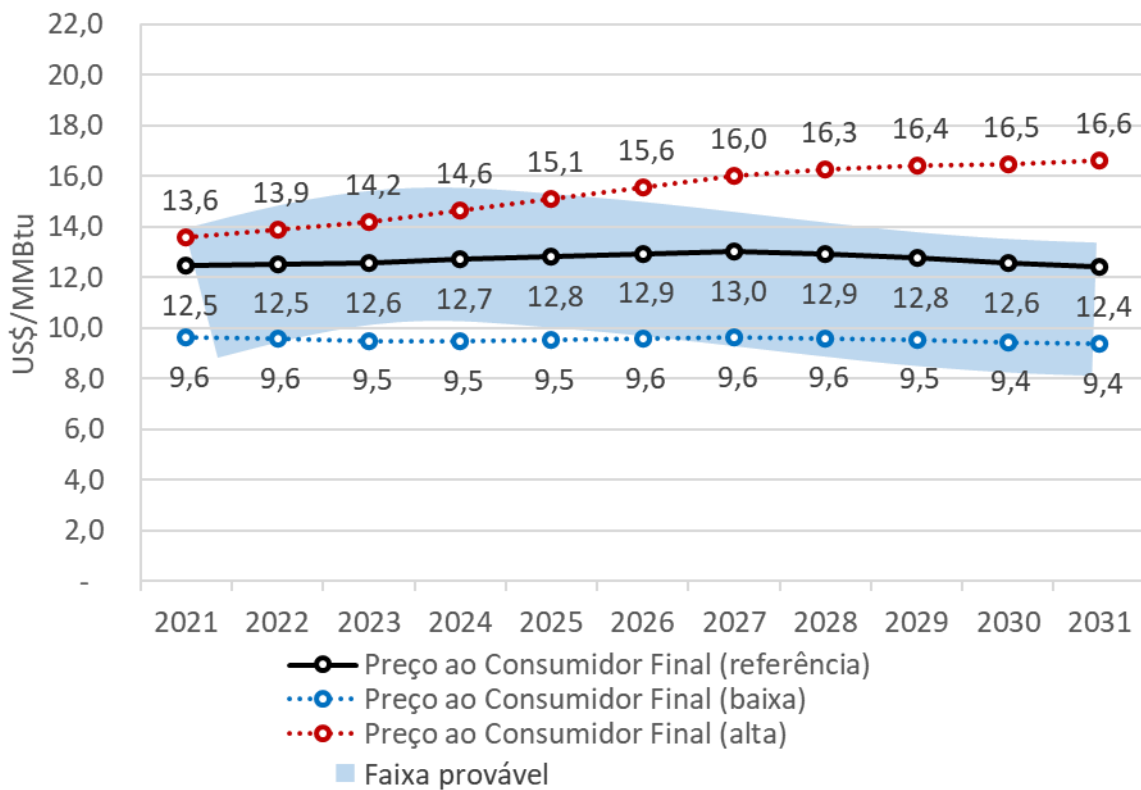
Por meio da estimativa dos preços da molécula de gás natural nacional, importado via GASBOL e importado via terminais de GNL, somada às tarifas de transporte, margens de distribuição e principais tributos, foi calculado o preço médio final do gás natural para consumidores industriais em diversos setores. Mais especificamente, foram estimadas três trajetórias de preços ao consumidor final:

- i. trajetória de alta, considerando a continuidade da competição gás-óleo, com indexação ao Brent;
- ii. trajetória de referência, considerando a negociação em *hubs* e competição gás-gás; e
- iii. trajetória de baixa, considerando negociação em *hubs*, competição gás-gás e maior eficiência no transporte e na distribuição.

As três trajetórias estimadas são apresentadas no Gráfico 7 - 1, bem como uma faixa provável de preços que busca representar possíveis variações entre as CDLs⁷⁰.

⁷⁰ Há um movimento, motivado pelo aumento de preço do gás natural no mercado internacional, de renegociação dos contratos entre a Petrobras e as CDLs com reajuste de até 50%.

Essas mudanças podem mudar a dinâmica dos preços nos próximos anos.

Gráfico 7 - 1: Projeções de preços médios ao consumidor industrial com porte de consumo de 20 mil m³/dia, incluindo transporte, margem de distribuição, ICMS e PIS/COFINS


Fonte: Elaboração própria.

Ressalta-se que são trajetórias médias. Deste modo, valores de faixa provável inferiores à trajetória de baixa seriam possíveis conforme o tipo de consumidor ou de contrato, bem como nos casos de consumidores desconectados das redes, e/ou sujeitos a tarifas específicas para uso do sistema de distribuição (TUSD-E), conforme regulação estadual aplicável.

A diversidade de agentes e a maior liquidez trazidas pelo NMG poderão fazer com que o setor de gás natural brasileiro tenha uma transição eficiente da anterior indexação gás-óleo para uma lógica de precificação gás-gás. Embora possa haver preços de GNL altos em alguns meses, principalmente no inverno do hemisfério Norte, espera-se sua normalização ao longo dos anos na média anual devido à entrada em operação de novos terminais de liquefação, regularizando os fluxos globais.

Esta transição trará benefícios para o setor de gás brasileiro por meio do acesso a volumes de gás natural com preços competitivos, viabilizando o crescimento da demanda, e ao mesmo tempo permitindo que os preços se recuperem a ponto de viabilizar a produção nacional. O *Henry Hub* passará a ter maior influência nos preços nacionais no curto prazo, dada a possibilidade de importação de GNL dos EUA por cada vez mais agentes. Além disso, deataca-se também a possibilidade de novos modelos de contratos de gás natural assinados entre os agentes, que passarão a considerar a indexação ao *Henry Hub* ao invés do Brent.

Ao longo do decênio, a formação de *hubs* irá promover a assinatura de contratos padronizados, negociados com base em um índice nacional. Este índice será construído ao longo do tempo com o aumento gradual do número de clientes que acessam o mercado.

7.3 Demanda

A demanda de gás natural no País está dividida em quatro categorias principais:

- i. demanda para os setores industrial, residencial, comercial e de transporte (GNV);
- ii. demanda para refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs);
- iii. gás de uso do sistema (consumido nas estações de compressão e aquecedores em gasodutos de transporte); e
- iv. demanda de gás natural para usinas termelétricas (UTES).

7.3.1 DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA

A demanda de gás natural para os setores industrial, residencial, comercial e de transporte foi consultada junto às CDLs por meio do sistema INFOGÁS (EPE, 2021b), que contou também com consulta a grandes consumidores. Das 24 distribuidoras contactadas, que hoje realizam movimentação de gás natural em suas respectivas áreas de concessão, 15 distribuidoras enviaram dados para esta análise, e para as restantes foram atualizados os dados recebidos em ciclos anteriores. Além disso, 1 grande consumidor enviou dados, que foram compatibilizados com os dados de distribuidoras.

Os dados de demanda consolidados foram balizados pelas expectativas de crescimento do PIB brasileiro para os principais setores industriais. No caso do GNV, os dados recebidos foram ainda alinhados às estimativas de demanda calculadas utilizando os modelos internos da EPE para o setor de transporte.

A demanda de gás natural para refinarias e FAFENs foi estimada levando em conta seu consumo máximo, a hibernação de unidades, a diminuição e retomada do consumo pelas mesmas, e a entrada de novas unidades no horizonte do estudo. As estimativas foram construídas com base em

reuniões com agentes do setor e proprietários destas unidades, além de premissas econômicas próprias.

Uma vez finalizado o arrendamento das FAFENs na Bahia e em Sergipe, foram considerados suas demandas no patamar máximo de suas capacidades neste ciclo do PDE, bem como as refinarias em suas capacidades máximas. Como no PDE 2030, considerou-se que a Araucária Nitrogenados S.A. ou FAFEN-PR, com consumo de 0,54 milhões de m³/dia, estaria ainda hibernada, mas que esta unidade poderia voltar a operar em 2024 caso seja concluído seu processo de venda. Também foi considerada a entrada em operação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN) Três Lagoas/MS no ano de 2027, com consumo de 2,3 milhões de m³/dia. Não foi considerado neste ciclo o consumo de gás natural no Polo Gaslub Itaboraí até 2031, dadas as incertezas em suas características.

A estimativa dos volumes de gás de uso do sistema levou em conta a manutenção dos patamares atuais, considerando que no cenário de referência não há a perspectiva de entrada de novos gasodutos com estações de compressão no País.

7.3.2 DEMANDA TERMELÉTRICA

A demanda de gás natural para usinas termelétricas leva em conta a operação das instalações existentes, a saída de UTEs pelo término dos contratos no horizonte do estudo, e a contratação de novas UTEs conforme indicado no Capítulo 3. Para fins de balanço, são considerados os volumes máximos que podem ser consumidos pelas UTEs caso estas sejam despachadas; também são apresentados seus consumos na situação de despacho médio para fins de comparação.

É prevista no horizonte do estudo a entrada em operação das UTEs Marlim Azul, GNA II, Barcarena, Jaguatirica, Prosperidade II, entre outras (MME, 2021). Também são previstas UTEs vencedoras de leilões de energia ocorridos no ano de

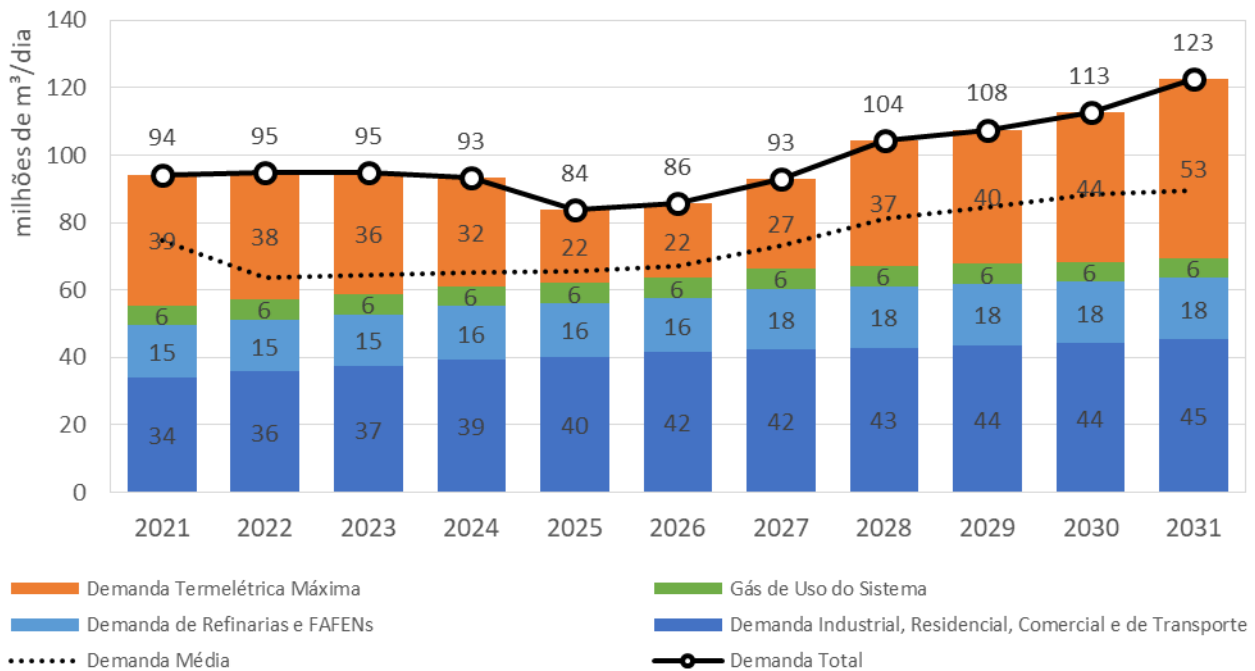
2021. Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que tratam de projetos possíveis que ainda não foram objeto de leilões para fornecimento de energia elétrica. Tais UTEs indicativas não são consideradas para a simulação da malha de gasodutos de transporte, dado que não possuem localização firme, sendo considerado como premissa que serão instaladas onde houver capacidade de transporte disponível futuramente, ou estarão relacionadas a novas infraestruturas para seu atendimento. Este é o caso das usinas termelétricas para atendimento dos dispositivos da Lei 14.182/2021.

7.3.3 PROJEÇÕES DE DEMANDA

A projeção da demanda de gás natural foi calculada somando-se as projeções de demanda não termelétrica às projeções de demanda termelétrica. A projeção de demanda no período decenal, para a

Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7 - 2, assim como as perspectivas de demanda considerando despacho médio, para comparação.

Gráfico 7 - 2: Demanda (Malha Integrada)



Fonte: Elaboração própria.

Notas: A demanda termelétrica máxima refere-se às UTEs existentes, incluindo também o término de contratos ao longo do decênio, bem como a contratação de novos projetos de forma indicativa.

A demanda máxima apresenta uma redução de cerca de 10% entre 2023 e 2025 devido ao término de contrato de UTEs existentes e ao tempo necessário para a entrada de novas UTEs em operação, embora haja aumento das demandas não térmicas nesse período, apresentando retomada a partir de 2025 associada a recontrações ou à contratação de novas UTEs mais eficientes. Ao final do período, a razão entre a demanda média e a demanda máxima tem um aumento em relação aos valores históricos, devido à entrada de UTEs com maior percentual de inflexibilidade.

Este cenário pode apresentar alterações caso novas demandas ou sistemas isolados completos se conectem à malha integrada por meio de gasodutos, ou ainda caso haja decisão final de investimentos para novos projetos de grande porte, se tratando de um cenário de referência com base nas informações recebidas dos agentes e nas contribuições dos principais atores do setor.

7.4 Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

- i. gás natural produzido nacionalmente;
- ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e

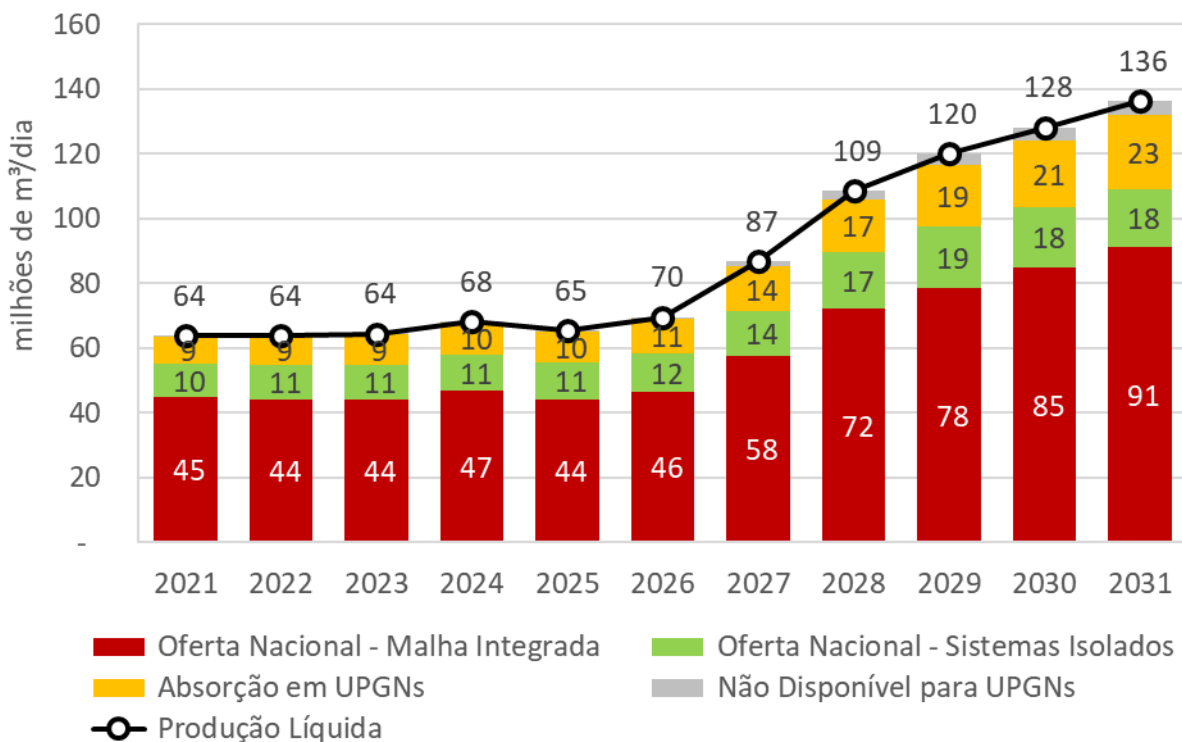
- iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

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). O Gráfico 7 - 3 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta

potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

Gráfico 7 - 3: Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Fonte: Elaboração própria.

Notas: ¹ Correspondem ao gás natural produzido nacionalmente em sistemas no Amazonas e Maranhão que não estão co-nectados à malha integrada; ² Transferências operacionais em unidades de E&P e geração termelétrica na boca do poço; ³ Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.

A produção bruta de gás natural prevista no decênio conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal, que incluem maior consumo para operação de compressores e unidades de produção, além de maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios e injeção do CO₂ após separação. Estes fatores fazem com que a produção líquida apresente pequena oscilação no período de 2021 a 2025, apesar da elevação na produção bruta de gás natural, apresentada no Capítulo 5. Em outras palavras, o aumento da

produção líquida não acompanha o aumento da produção bruta, uma vez que na primeira metade da década parte considerável do gás natural produzido é utilizado para consumo, queima e injeção durante as atividades de E&P.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 64 milhões de m³/dia em 2021, atingindo o volume de 136 milhões de m³/dia em 2031. Verifica-se que a oferta potencial (calculada a partir da produção líquida,

descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades) projetada da malha integrada passa de cerca de 45 milhões de m³/dia em 2021 para aproximadamente 91 milhões de m³/dia em 2031.

7.4.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL. No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, foi considerada para o atendimento da demanda da malha integrada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se neste ciclo a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até 2031. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 30 milhões de m³/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017) e devido a eventos posteriores como o avanço nas negociações de CDLs e empresas brasileiras com a Bolívia, além da renúncia da Petrobras à exclusividade no carregamento do GASBOL com compromisso de venda de parte dos volumes importados na fronteira (ANP, 2019a).

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados para a elaboração do balanço de gás natural da malha integrada somente os três terminais de regaseificação já conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado. Considerou-se que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar 20 milhões de m³/dia e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m³/dia. Quanto ao terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, este foi considerado com capacidade de 30 milhões de m³/dia após sua ampliação (PETROBRAS, 2020a). Neste ciclo do PDE, o Terminal do Porto do Açu já se

Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2026, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção no pós-sal da Bacia do SEAL, além do pré-sal nas Bacias de Campos e Santos.

encontra em operação, bem como o terminal de Barra dos Coqueiros, o qual apresenta capacidade de 21 milhões de m³/dia. Destaca-se, no entanto, que ambos não se encontram conectados à malha integrada. Porém, com relação ao Terminal de Barra dos Coqueiros, este terminal poderá se conectar à malha já a partir de 2023 (SEDETEC, 2021). Além dos terminais existentes e previstos, a entrada em operação de novos terminais no horizonte decenal é compatível com análises de sensibilidade realizadas pela EPE.

Cabe notar que os terminais marítimos de regaseificação são as estruturas responsáveis pelo envio do gás regaseificado até o litoral, sendo, portanto, instalações independentes da unidade de regaseificação (FSRU). Estas podem ter seus contratos finalizados ou renovados dependendo da necessidade de regaseificação ao longo do horizonte do estudo, o que também inclui a movimentação das FSRUs atualmente contratadas caso haja necessidade de atendimento às vizinhanças de um terminal específico.

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu/AM e de Santo Antônio dos Lopes/MA não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende aos respectivos sistemas isolados.

Os terminais de regaseificação de GNL em Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ, além do previsto em Barcarena/PA não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos, podendo elevar ainda mais a oferta potencial na malha integrada.

Com a maior abertura do mercado de gás natural no Brasil, têm sido analisadas no Brasil possibilidades de conexão dos sistemas isolados à

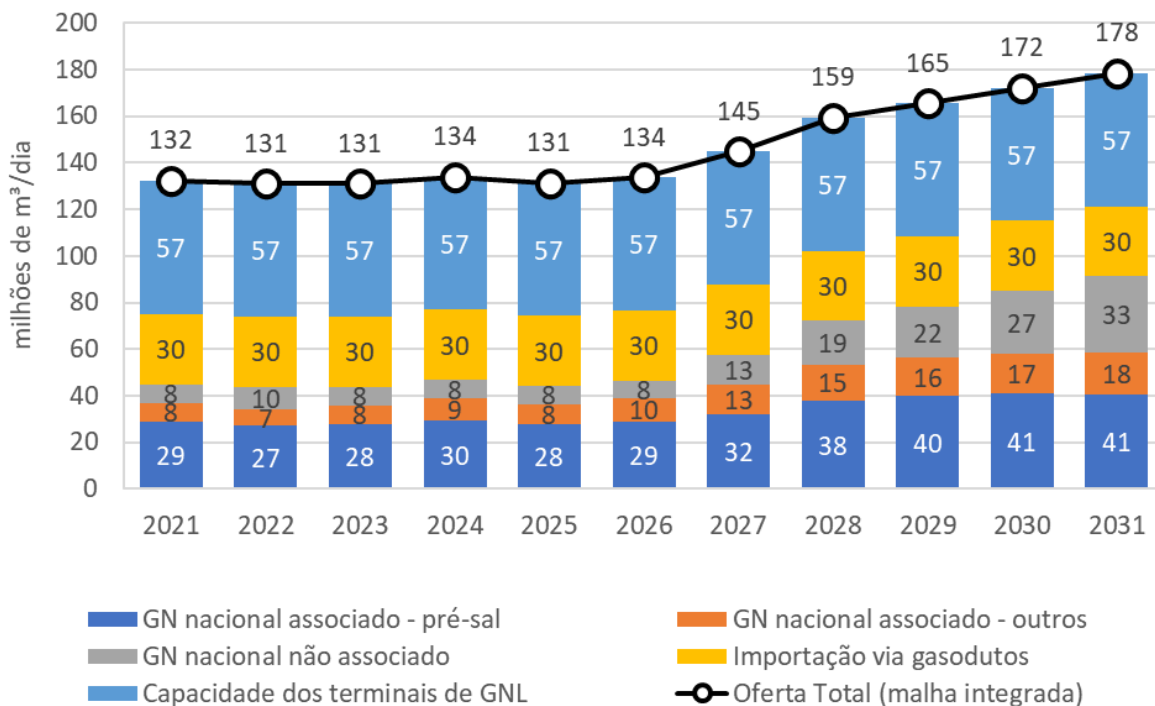
malha – por exemplo, por meio dos projetos estudados no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) (EPE, 2019a e 2020c), além do atendimento de áreas ainda sem fornecimento de gás natural por meio de gasodutos virtuais ou cabotagem (EPE, 2020a; EPE, 2020b). Sendo assim, a depender dos condicionantes de mercado, novas ofertas podem estar disponíveis para atendimento à malha integrada no horizonte do estudo, tais como os terminais já em operação, mas ainda não conectados, bem como a conexão de futuros terminais.

7.4.3 PROJEÇÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. A projeção de

Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7 - 4, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Gráfico 7 - 4: Oferta Potencial (Malha Integrada)



Fonte: Elaboração própria.

Notas: Os volumes potenciais apresentados serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada; considerou-se que os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE possuem capacidades de regaseificação de 30 milhões de m³/dia, 20 milhões de m³/dia e 7 milhões de m³/dia, respectivamente.

A oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo da primeira metade do horizonte de estudo, aumentando entre 2026 e 2031 devido aos maiores volumes de gás natural associado e não associado produzidos em ambiente marítimo. Em um primeiro momento se observa que as elevações na oferta nacional decorrem de aumento na produção de gás associado (pré-sal e não pré-sal) e, posteriormente de um aumento expressivo do gás nacional não associado. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, cuja contribuição alcança o patamar de 83,5% no ano de 2026 e cai para cerca de 64% em

2031 com o aumento na produção da Bacia do SEAL, bem como de produções de gás não associado no Pré-Sal.

Dada a importância da oferta de gás natural do Pré-Sal para o atendimento ao mercado nacional buscou-se realizar uma análise de sensibilidade sobre as infraestruturas de escoamento existentes e previstas de modo a verificar a necessidade de investimentos adicionais em novas infraestruturas a fim de garantir o escoamento da produção líquida até a costa no horizonte deste plano. O Box 7.1 traz uma análise de sensibilidade na oferta e na infraestrutura, considerando tais premissas.

Box 7 - 1: Sensibilidade no escoamento do gás natural do Pré-sal

Tendo em vista os dados de produção líquida de gás natural do Pré-Sal, foi estudado até quando as infraestruturas existentes e em fase final de construção seriam suficientes para atender o escoamento desse gás até a costa. Foram consideradas as capacidades máximas de escoamento autorizadas para os gasodutos Rota 1 e Rota 2: 10 milhões m³/dia e 20 milhões m³/dia, respectivamente (ANP, 2019b). Para o gasoduto Rota 3, com a previsão de conclusão em 2022, foi considerada a capacidade máxima de escoamento de 18 milhões de m³/dia (Petrobras, 2021). O Gráfico 7 - 5 representa os volumes da produção líquida de gás natural do Pré-Sal juntamente com os limites das capacidades máximas de escoamento apenas das Rotas 1 e 2 bem como das Rotas 1, 2 e 3.

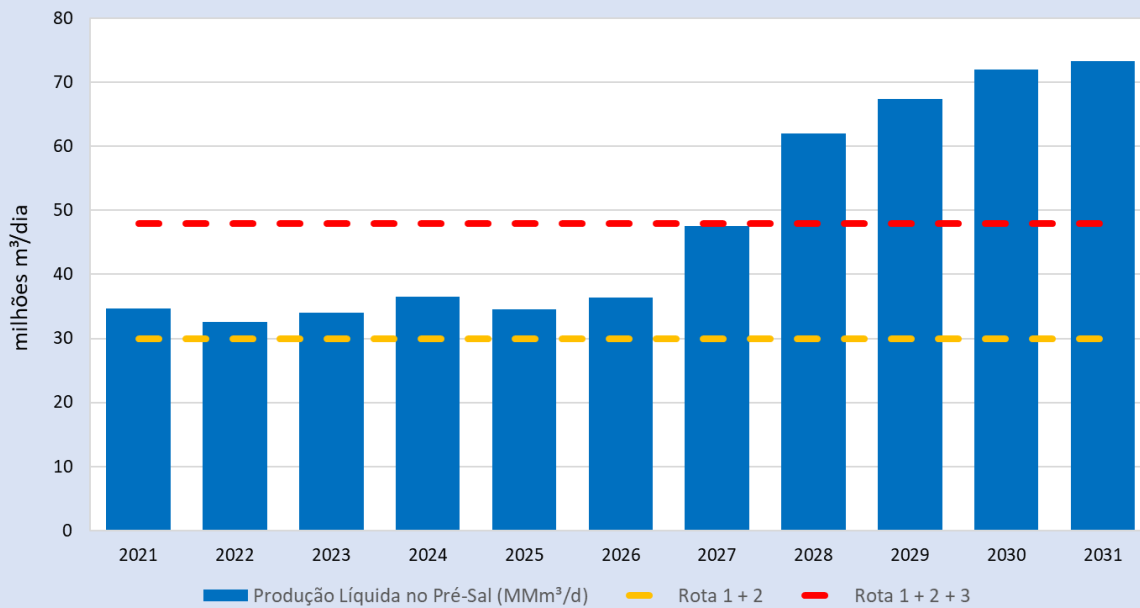
Percebe-se que com a entrada do gasoduto Rota 3 haverá infraestrutura de escoamento suficiente para escoar a produção até o ano de 2027, sendo este último ano muito próximo do limite da capacidade das três rotas em conjunto. A partir do ano de 2028, se todas as produções previstas se concretizarem, haverá necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento com a adição de novas rotas. Este aumento da produção prevista está associado ao aumento de produção tanto de gás natural associado quanto de não associado no ambiente exploratório do Pré-Sal.

Este resultado está alinhado com as alternativas propostas nos Planos Indicativos de Escoamento e Processamento de Gás Natural (PIPE) dos anos de 2019 e 2021. Nestes planos, buscou-se apresentar alternativas de expansão das infraestruturas de escoamento e processamento existentes, dentre elas para a área do Pré-Sal. Ressalta-se que as infraestruturas para atendimento pleno dos volumes previstos deveriam estar concluídas em até 7 anos, o que faz com que as decisões finais de investimento precisem ser tomadas com agilidade para garantir sua operacionalidade já no ano de 2028.

Portanto, dentro do horizonte estudado neste Plano Decenal, é possível perceber a necessidade de investimentos na construção e ampliação de infraestruturas de escoamento e processamento.

Box 7 - 1: Sensibilidade no escoamento do gás natural do Pré-sal

Gráfico 7 - 5: Produção líquida do Pré-Sal e capacidades de escoamento das Rotas 1, 2 e 3



Fonte: Elaboração própria.

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 (*take-or-pay*), conforme mencionado anteriormente.

7.5 Balanço

Nesta seção, é apresentado o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus, Maranhão, Lateral Cuiabá, TSB trecho 1 e Porto Sergipe e Porto do Açú. O Gráfico 7 - 6 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil.

A oferta de gás natural de origem nacional na malha integrada, detalhada na Seção 3, apresenta variação entre 2026 e 2031 ocasionada pelo aumento na produção de gás associado e não

associado, principalmente em ambiente marítimo. Sendo assim, a oferta total apresenta um crescimento de aproximadamente 3 % a.a. no decênio.

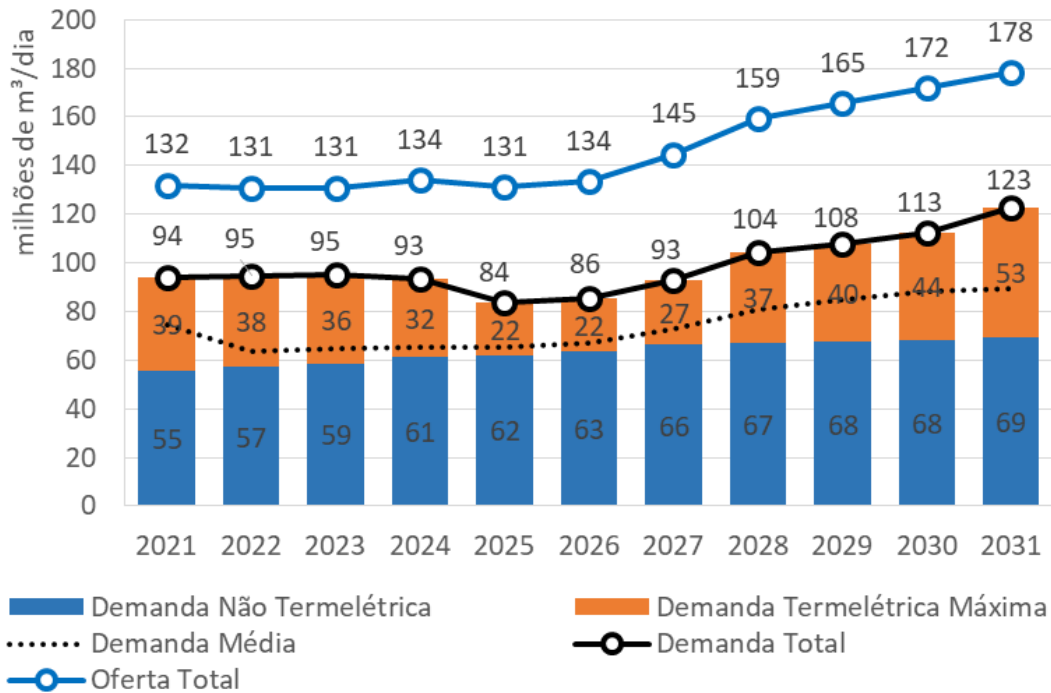
A demanda total de gás cresce aproximadamente 3,5 % a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda dos setores industrial, residencial, comercial e de transportes, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2024 com a retomada da operação da FAFEN-PR e em 2027 com a entrada da

Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS.

O saldo de gás natural no balanço da malha integrada pode ser mais positivo caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados associados a novas ofertas

próprias como terminais de GNL ou, ainda, haja a interconexão dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açú/RJ à malha integrada dentro do horizonte de estudos (uma vez que já se encontram a menos de 50 km da malha existente), ou ainda a conexão do porto de Barcarena/PA e do Terminal Gás Sul/SC à malha.

Gráfico 7 - 6: Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Notas: A oferta total (potencial) 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 Total Média representa o somatório das diversas parcelas de demanda consideradas nos estudos da EPE: (i) companhias distribuidoras locais de gás, (ii) refinarias e petroquímicas, (iii) fábricas de fertilizantes, (iv) consumo esperado de termelétricas a gás natural e (v) consumo esperado de termelétricas bicompostível operando a gás natural (EPE, 2016).

O Box 7.2 traz uma análise de sensibilidade para o caso de novas demandas não termelétricas e termelétricas assinarem contratos competitivos de fornecimento de gás natural junto a novos

ofertantes que passem a atuar no mercado nacional após o sucesso dos objetivos estabelecidos pelo Programa Novo Mercado de Gás.

Box 7 - 2: Oferta e demanda adicionais: Programa Novo Mercado de Gás

Além da oferta e demanda de referência apresentadas, que se referem ao caso onde os investimentos previstos, anunciados e indicativos venham a se realizar no horizonte do estudo, buscou-se estimar quais volumes adicionais de gás natural poderiam ser disponibilizados com uma maior abertura do mercado promovida pelo Programa Novo Mercado de Gás (NMG).

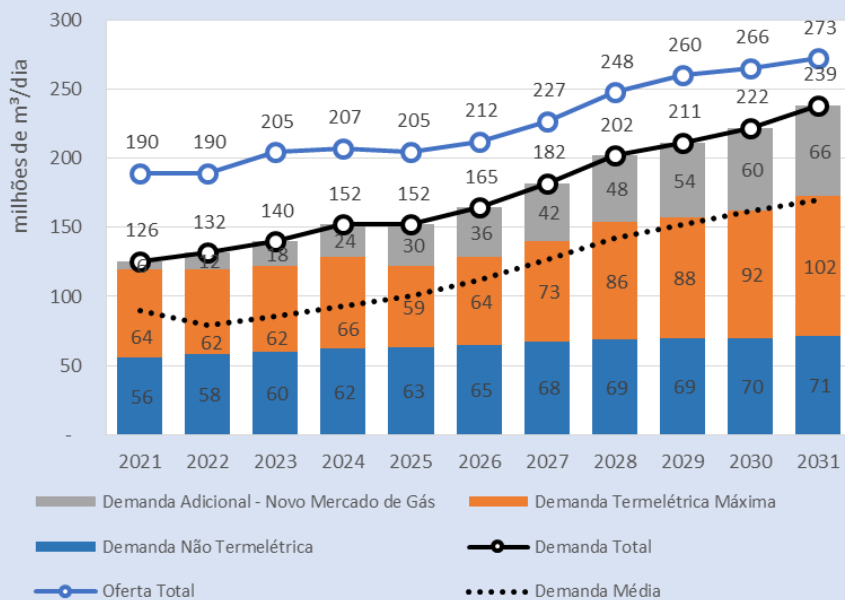
Para esta estimativa, foi considerado primeiramente que o setor de gás natural do Brasil tenderá a uma maior integração ao longo do decênio, seja por meio de gasodutos virtuais (com transporte de gás natural comprimido ou gás natural líquido) ou por meio de gasodutos de transporte ou de distribuição físicos, dada a viabilidade em cada caso. Quanto à oferta nacional, foi considerado o processamento dos volumes adicionais de Produção Líquida estimados no Box 5.1 (Capítulo 5). No que toca à oferta internacional, foi considerada a capacidade total de importação dos gasodutos de transporte internacionais e dos terminais de Regaseificação de GNL existentes e futuros.

Pelo lado da demanda não termelétrica, foram estudados projetos hipotéticos que poderiam ser construídos utilizando volumes consideráveis de gás natural a preços competitivos. Foram consideradas novas unidades de fertilizantes nitrogenados (que teriam potencial de reduzir a importação de fertilizantes pelo Brasil nos próximos anos) e novas plantas de produção de metanol (que poderiam ser um complemento vantajoso ao aumento na produção de biodiesel por rota metílica no País), resultando em uma demanda adicional de 22 milhões de m³/dia em 2031.

Também foi considerada a conversão para gás natural de empreendimentos existentes localizados a até 100 km da malha de gasodutos de transporte atual, totalizando 11 milhões de m³/dia em 2031. Estes empreendimentos estão relacionados à indústria química, unidades de produção de cerâmica, grandes frigoríficos (que poderiam ser convertidos para ciclos de absorção a gás), secagem de grãos, plantas de papel e celulose, entre outros. Já no caso da demanda termelétrica, foi considerada a adoção de cogeração nos empreendimentos que já possuem pequenos geradores elétricos a diesel homologados junto à ANEEL e estão a menos de 100 km da malha de gasodutos existente, em um total de 33 milhões de m³/dia em 2031.

No Gráfico 7 - 7 são apresentados os volumes de oferta e demanda considerados no NMG, levando em conta todo o território brasileiro, em sistemas que hoje são isolados ou conectados à malha

Gráfico 7 - 7: Oferta e demanda totais do Brasil no Novo Mercado de Gás



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Volumes totais para sistemas isolados e malha integrada; a conexão entre os sistemas pode ocorrer por meio de gasodutos virtuais ou físicos, a depender da viabilidade em cada caso.

7.6 Simulações para a Malha Integrada

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural. Para o presente trabalho, foram simulados os anos 2022, 2027 e 2031 e as premissas de simulação adotadas foram as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (máximo de 30,08 milhões de m³/dia) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ), Baía de Todos os Santos (TRBA – BA) e Pecém/CE utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;
- consideram-se as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais (CDLs));
- não se consideram os volumes referentes ao Gás de Uso do Sistema;
- consideram-se as demandas termelétricas máximas, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis operando a gás natural. Em relação a essas demandas, são também consideradas, para os

últimos anos, as usinas que encerrariam seus contratos antes do término do período decenal;

- 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;
- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação;
- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para essa interconexão, nominalmente Porto do Açú/RJ, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA.

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2027, a UPGN COMPERJ em 2022, além da FAFEN/PR em 2024.

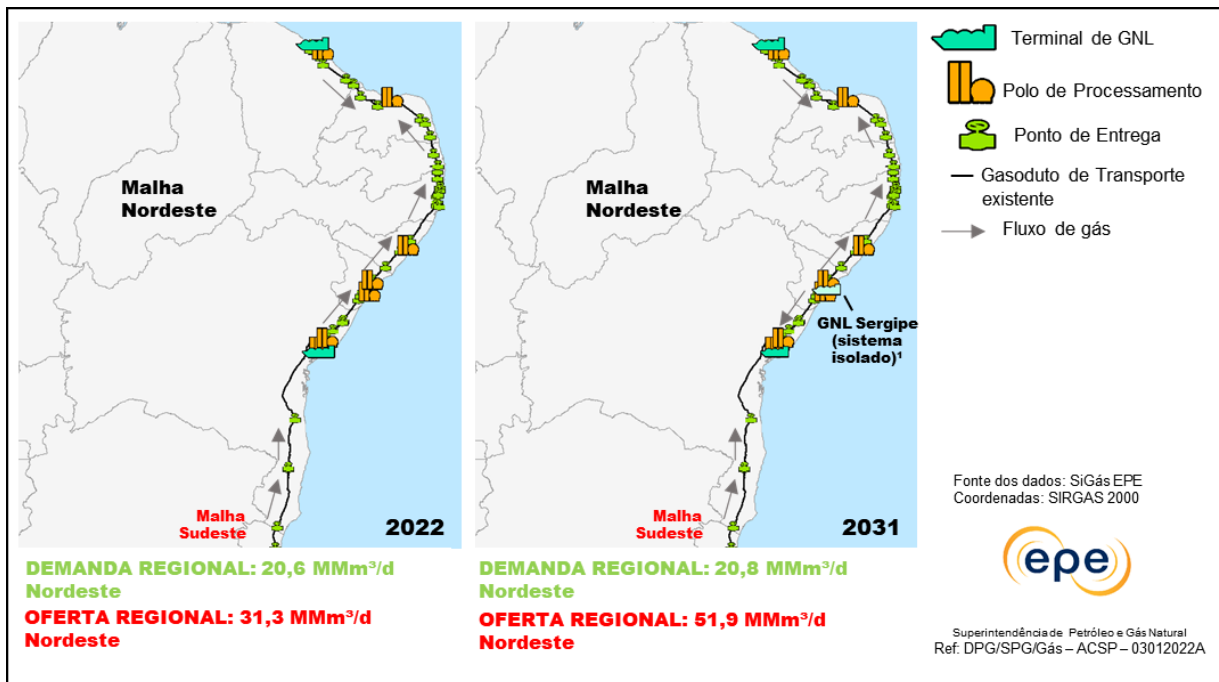
A seguir, serão apresentadas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.6.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de transporte atual e não foram incluídos o terminal de GNL e a UTE Porto Sergipe I, localizados em Barra dos Coqueiros/SE, por constituírem sistemas não interligados à malha. A

Figura 7 - 3, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7 - 3: Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2022 e 2031 da malha Nordeste



Fonte: Elaboração própria.

Nota: 1 O terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a termelétrica associada ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratar de sistema isolado.

Como se pode verificar na **Figura 7 - 3**, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região em todos os anos simulados.

No caso de referência que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.

Cabe ressaltar o aumento expressivo da oferta já no ano de 2027 na região. Apesar da redução considerável da produção dos campos que têm o gás processado nas UPGNs na Bahia (Candeias e Estação Vandemir Ferreira), este déficit é compensado e superado pela oferta adicional nas UPGNs de

Guamaré, Catu e, principalmente, Atalaia. A maior oferta projetada desta última é consequência das expectativas de produção da Bacia SEAL já a partir do ano de 2025. Para possibilitar a injeção desses recursos na malha de transporte, caso haja demanda para tal, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, principalmente gasodutos próximos à UPGN de Atalaia/SE.

No caso das UPGNs, para promover este aumento na produção espera-se uma possível ampliação do Polo de Processamento de Atalaia ou a construção de uma nova UPGN na região. Quanto à malha de gasodutos existentes, estes dutos atualmente não têm capacidade para movimentar o incremento de oferta de gás previsto e, portanto, deveriam passar por adequações.

No entanto, as expansões dependem da existência de volumes de demanda que justifiquem o investimento. Caso isso não se concretize, uma solução alternativa a ser estudada seria a liquefação de parte desse incremento de oferta de gás em

unidades de liquefação para exportação ou cabotagem para outras regiões.

Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, não foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal.

Ademais, observou-se restrição a maior aproveitamento de gás oriundo do terminal de GNL de Pecém, não havendo capacidade de transporte nos gasodutos GASFOR e Nordestão para escoamento do gás quando utilizada a capacidade máxima de regaseificação deste terminal. Destaca-se, no entanto, que a produção de gás projetada para a bacia do SEAL a partir de 2025 minimizaria

eventuais impactos para o atendimento de áreas mais distantes do terminal de Pecém. Todavia, caso haja interesse em minimizar o consumo de GNL neste subsistema ou até mesmo não utilizar mais o terminal de Pecém, esta restrição se faria novamente presente, o que impediria o envio de gás da região da bacia do SEAL à região mais setentrional da malha Nordeste.

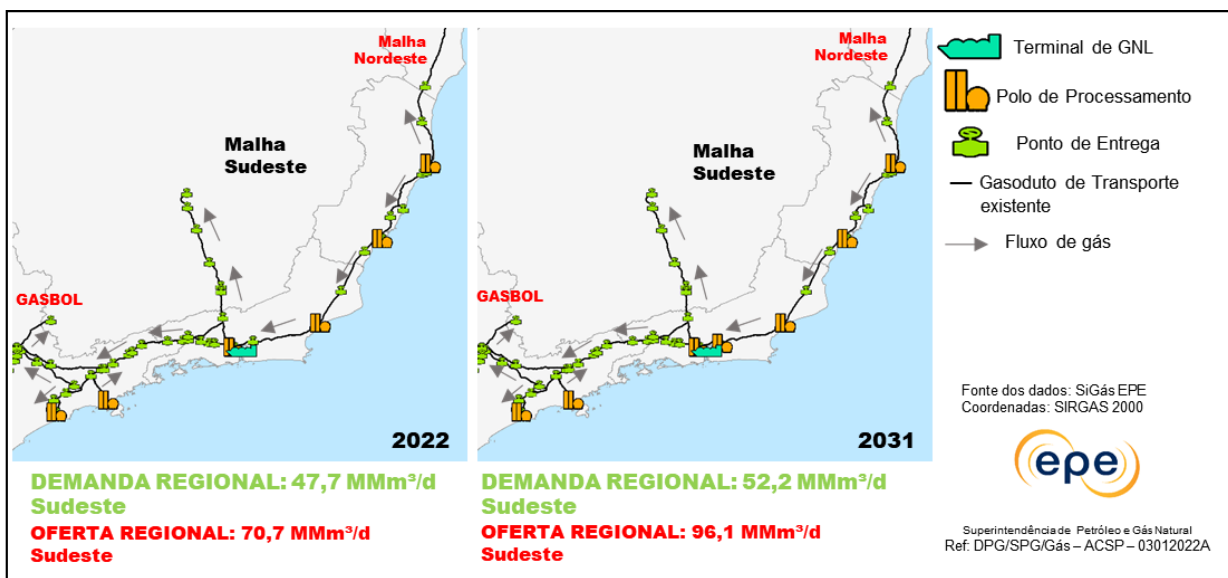
Em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha.

7.6.2 MALHA SUDESTE

O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do Polo Gaslub Itaboraí no ano de 2022, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. Considerou-se que o terminal de GNL do Porto do Açú e as UTEs GNA I e II, localizados em São João da

Barra/RJ, constituem sistemas não interligados à malha integrada. A **Figura 7 - 4**, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas

Figura 7 - 4: Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2022 e 2031 da malha Sudeste



Fonte: Elaboração própria.

Nota: O terminal de GNL de São João da Barra/RJ e as termelétricas associadas ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratar de um sistema isolado.

Como se pode verificar na **Figura 7 - 4**, tanto o ano de 2022 quanto o de 2031 apresentam projeções de oferta potencial superiores à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindo das outras subdivisões da malha integrada (Centro-Oeste/SP/Sul e Nordeste) para a Região. Espera-se, na realidade, que o Sudeste se torne uma Região exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada.

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 ou mesmo terminais de GNL presentes neste subsistema que permitam o abastecimento de suas demandas. Deste modo, todo o seu atendimento é realizado através de gás boliviano importado através do GASBOL, além da possibilidade de recebimento de gás oriundo do subsistema Sudeste.

Embora neste ciclo do PDE não tenha sido considerado consumo de gás pela UTE Sepé-

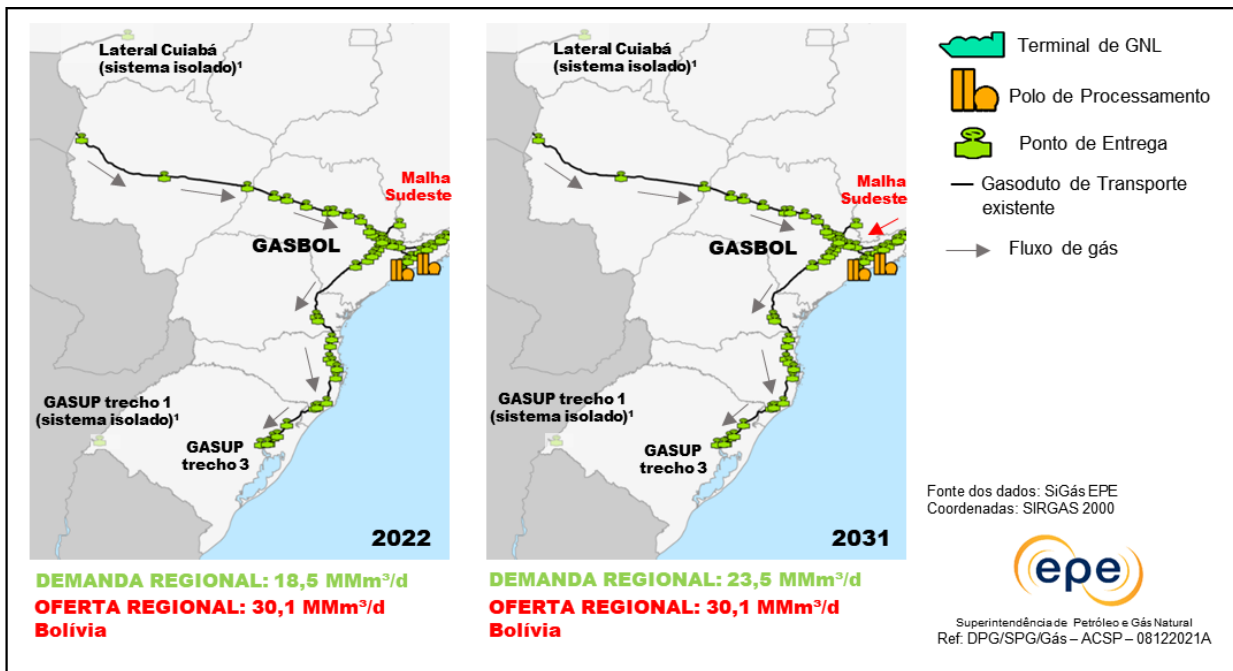
Adicionalmente, ressalta-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender à demanda projetada.

Uma vez considerado o volume de 30,08 milhões de m³/dia para a oferta advinda da Bolívia através do GASBOL, ressalta-se que, caso tal premissa venha a não ser concretizada, há ainda a possibilidade do excedente de oferta disponibilizado na Região Sudeste vir a ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da Região Sudeste para o GASBOL seria através da interconexão em Paulínia/SP.

Tiaraju/RS e, portanto, não sendo observadas restrições de atendimento no trecho final do GASBOL, sabe-se que, caso a UTE e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS precisem operar simultaneamente em sua capacidade máxima, essas restrições ocorreriam. Adicionalmente, caso haja a inclusão de um ponto de oferta indicativo próximo à REFAP (oferta potencial de gás nacional a partir da Bacia de Pelotas), as restrições seriam sanadas devido a maior oferta de gás natural no trecho final do GASBOL.

A ampliação de capacidade desse trecho, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente também permitiria um aumento do atendimento de demandas na Região. Uma outra possibilidade seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se o potencial de terminais no litoral catarinense e paranaense. A **Figura 7 - 5** permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7 - 5: Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2022 e 2031 do GASBOL e do GASUP



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratar de sistemas isolados.

7.7 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2022 a 2031, sendo que os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, e os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas 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 (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos) e em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada, ou atender a regiões ainda sem fornecimento de gás natural.

Foram considerados projetos previstos da ordem de R\$ 6,00 bilhões para o gasoduto Rota 3 e

de R\$ 2,39 bilhões relativos à instalação da Unidade de Processamento de Gás Natural do Polo Gaslub Itaboraí/RJ (valor total dos empreendimentos, que já se encontram em fase final de construção). Embora, no PDE 2030 tivesse sido considerado, como projetos previstos, o gasoduto de escoamento e a UPGN associados à UTE Marlim Azul, no Rio de Janeiro, ambos foram desconsiderados neste ciclo do PDE. Isto decorre da opção da Shell pelo escoamento do gás para a UPGN de Cabiúnas e, em seguida, envio deste gás para a UTE (Prefeitura Macaé, 2021).

Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar a UPGN do Polo Gaslub Itaboraí ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ. Esse gasoduto de transporte, atualmente em avaliação pela ANP para definição do

processo de outorga, tem extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m³/dia, diâmetro nominal de 24 polegadas e custo estimado em R\$ 126 milhões. Como gasoduto indicativo, foi considerada a construção do Gasoduto Guamaré/RN-Pecém/CE (GASFOR II), um reforço na capacidade de transporte no extremo norte da malha integrada. O gasoduto, com extensão de 210 km e diâmetro de 20 polegadas, também visa desviar a rota do GASFOR de uma área densamente povoada no município de Fortaleza/CE, que, por questões de segurança, obrigava a redução da pressão do gás neste trecho. O projeto deste gasoduto encontra-se dividido em dois segmentos: trecho Horizonte-Caucaia e trecho Horizonte-Guamaré. Destaca-se que o trecho Horizonte-Caucaia, de 83,2 km, já teve suas obras iniciadas em anos anteriores, de modo que o projeto tem, atualmente, estimativa de custos da ordem de R\$ 230 milhões. Adicionalmente, convém destacar que, em agosto de 2021, a Transportadora Associada de Gás (TAG) tornou público seu requerimento de Licença de Instalação através de publicação no Diário Oficial (DOU, 2021).

No caso dos investimentos indicativos em gasodutos de escoamento e UPGNs, foram considerados no cenário de referência um novo gasoduto e uma nova UPGN para escoar e processar o gás natural proveniente da Bacia do Sergipe-Alagoas. No caso denominado “Novo Mercado de Gás”, são considerados os projetos detalhados nos ciclos 2019 e 2021 do Plano Indicativo de Escoamento e Processamento (EPE, 2019b; EPE, 2021c), relativos às Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo -Mucuri, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, tanto nos ambientes do pré-sal quanto no pós-sal. Também foram analisados projetos *onshore* nas Bacias do Solimões e Parnaíba. Ao final de ambos os ciclos, 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.

Os gasodutos de transporte considerados no caso “Novo Mercado de Gás” são aqueles detalhados nos ciclos 2019 e 2020 do Plano Indicativo de

Gasodutos de Transporte (EPE, 2019a; EPE, 2020c), e estão relacionados ao atendimento de novas áreas do País ainda sem fornecimento de gás natural, ou ao fornecimento de gás natural para a malha integrada a partir de terminais de GNL existentes e não conectados, ou terminais futuros.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a construção de um terminal no horizonte decenal, em Barcarena/PA, além de três novos terminais indicativos: em São Francisco do Sul/SC, no litoral de Santos/SP e em Suape/PE. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL possíveis, foi considerada a mais comum atualmente que é o Terminal Estaqueado Padrão (modelo similar dos projetos de Santos/SP e São Francisco do Sul/SC, por exemplo) a fim de se estimar o seu custo médio de construção. Nessa configuração, também foi considerado que este seria um terminal de uso privado, *offshore*, com ancoragem do tipo *Ship-To-Ship* (STS) e sem necessidade de dragagem ou quebra-mar. Considerou-se também um afastamento médio de 5 km da costa, o que necessitaria de um gasoduto submarino com o mesmo comprimento para envio do gás natural regaseificado à costa. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R\$ 350 milhões (data base dezembro de 2020), que incluem apenas o píer com os equipamentos necessários, além do gasoduto e outras instalações auxiliares - para mais detalhes sobre a precificação de terminais de GNL no Brasil consultar o Plano Indicativo de Terminais de GNL – PITER. No caso denominado “Novo Mercado de Gás”, 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 (EPE, 2021d). Sendo assim, foi estimado um investimento total de R\$ 1,1 bilhões em terminais de GNL indicativos no cenário Novo Mercado de Gás. 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 Novo Mercado de Gás) 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 a Lei 14.182/2021, podem resultar em ampliação dos valores de investimentos estimados, devido à possibilidade de inclusão de novos projetos, além dos considerados nesta edição do PDE.

Tabela 7 - 1: Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (<i>business as usual</i>)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento ¹	1	6,00	2	6,58	19 ⁴	24,98
Gasodutos de Transporte ¹	1	0,13	1	0,23	16 ⁵	48,64
Terminais de Regaseificação de GNL ²	1	0,35	3	1,05	4	1,09
UPGNs e Hubs ³	1	2,39	1	3,50	18	42,92
TOTAL	4	8,87	7	11,36	57	117,63

Fonte: Elaboração própria.

Notas: ¹ Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos o grau de incerteza da estimativa varia de -7% a +17% (AACE-18R-97); os custos de gasodutos de escoamento não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO. ² 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). ³ Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs e Hubs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97). Inclui os gasodutos estudados no PIPE 2019 e no PIPE 2021. ⁴ Inclui os gasodutos estudados no PIG 2019 e no PIG 2020. ⁵ Inclui as UPGNs estudadas no PIPE 2019 e no PIPE 2021 e os Hubs estudados no PIPE 2021.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO GÁS NATURAL

- *Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Novo Mercado de Gás, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando novos terminais de GNL) e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural e o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.*
- *O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil será afetado pelo preço do mercado internacional, passando a ter mais influência do Henry Hub no curto prazo e tendo sua lógica alterada da competição gás-óleo para a competição gás-gás ao longo do decênio.*
- *A produção líquida de gás natural passará de 64 milhões de m³/dia em 2021 para 136 milhões de m³/dia em 2031. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 45 milhões de m³/dia em 2021 para aproximadamente 91 milhões de m³/dia em 2031.*
- *Nota-se um aumento da produção total de gás, e o Pré-Sal corresponde ao patamar de 63% da oferta nacional em 2031. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.*
- *Será necessário investimentos na construção de novas infraestruturas para escoar toda a produção líquida prevista do Pré-Sal a partir de 2028.*
- *Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até 2031. A importação potencial de GNL na malha integrada em 2031 corresponderá à capacidade instalada dos terminais existentes, de 57 milhões de m³/dia, de 2021 até 2031, além de 3 terminais (existentes e previstos) não conectados à malha integrada.*
- *Existe espaço para um aumento da demanda além do previsto no cenário de referência, que pode se dar pela viabilização de novos projetos ao longo da malha integrada. Alternativamente, os volumes excedentes podem vir a ser comprimidos ou liquefeitos e movimentados aos clientes até que possam ser viabilizados gasodutos de transporte de maior porte.*
- *Considerando a maior competitividade do gás natural nos próximos anos, pode se tornar viável a conexão dos sistemas isolados à malha integrada de forma direta ou indireta (por meio de gasodutos virtuais). O Novo Mercado de Gás poderá incentivar a conexão dos sistemas via modos rodoviário, ferroviário, hidroviário (GNC ou GNL) e/ou dutoviário, além da viabilização de novos projetos de oferta e demanda.*
- *A previsão de investimentos relacionados à expansão da infraestrutura de gás natural é da ordem de R\$ 137,86 bilhões, dos quais cerca de R\$ 8,87 bilhões em projetos previstos e R\$ 128,99 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, consideram-se terminais cujos projetos apresentam avanço em termos de decisão final de investimento além de novos empreendimentos incentivados pela abertura do mercado com a iniciativa Novo Mercado de Gás.*

8. Oferta de Biocombustíveis

Neste capítulo são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica, biogás e de oferta de biocombustíveis para o ciclo diesel, bioquerosene de aviação, as perspectivas para combustíveis alternativos para uso marítimo e para a instalação de biorrefinarias, no horizonte do PDE.

As estimativas consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), bem como os resultados da análise do Grupo de Trabalho sobre a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo Diesel (CNPE, 2020) e os desdobramentos do Programa Combustível do Futuro (CNPE, 2021b). Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos englobam os desdobramentos decorrentes da pandemia de covid-19, cujos impactos deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo (EPE, 2020b).

8.1 Políticas Públicas para Biocombustíveis

Desde o início do século XXI, o governo brasileiro tem lançado mão de políticas públicas para estimular o mercado de biocombustíveis, como por exemplo, a inserção de veículos com tecnologia *flex fuel*, a mistura obrigatória de etanol anidro na gasolina, o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) e, mais recentemente, o RenovaBio e o Programa Combustível do Futuro. Observa-se que as políticas públicas para estímulo do mercado de combustíveis de origem renovável no Brasil remontam à década de 1930.

Adicionalmente, o país possui políticas de diferenciação tributária entre biocombustíveis e seus análogos fósseis, em termos de PIS/Cofins⁷¹ e Cide⁷², tais como as adotadas para o etanol e biodiesel em relação à gasolina e diesel, respectivamente. Os estados também vêm desempenhando um papel importante nesse sentido, por meio das alíquotas diferenciadas de ICMS⁷³ (EPE, 2016) (EPE, 2021b). Destaca-se, ainda, as linhas de financiamento específicas administradas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Criado através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), o PNPB determinou o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil. Inicialmente a adição de 2% de biodiesel ao diesel fóssil era autorizativa, passando a ser obrigatória em 2008. O percentual atingiu 5% em 2010 e, desde então, observou-se uma rápida evolução, que alcançou 13% em março de 2021, com cronograma para avançar a 15% em 2023.

O RenovaBio, instituído pela Lei nº 13.576/2017 (BRASIL, 2017a), é uma política de Estado que 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, 2021b). Os desdobramentos do ano de 2020 serão apresentados no item 8.1.1.

Estabelecido por meio da Resolução CNPE nº 7/2021 (CNPE, 2021b), o Programa Combustível do Futuro tem por objetivo aumentar a participação de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, integrando diversas políticas públicas,

⁷¹ 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.

⁷² Cide: Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico.

⁷³ Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

como o RenovaBio, o PNPB, o Programa Nacional de Etiquetagem Veicular e o Rota 2030. O Programa também estudará o uso do bioquerosene de aviação e de alternativas sustentáveis no setor marítimo, medidas para a captura de carbono na produção de

biocombustíveis e formas de uso do hidrogênio como combustível (CNPE, 2021a).

8.1.1 RENOVABIO

O RenovaBio busca ampliar a participação competitiva dos biocombustíveis e seu funcionamento baseia-se no estabelecimento de metas anuais de redução de intensidade de carbono, em unidades de grama de CO₂ por mega Joule (gCO₂/MJ) da matriz energética de transporte para um período mínimo de dez anos, na Certificação de Biocombustíveis e no Crédito de Descarbonização (CBIO). Para maiores detalhes, acessar a série de publicações da Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018) (EPE, 2021b).

Em 2020 ocorreu o início de seu funcionamento efetivo, com a obrigatoriedade de atendimento das metas de descarbonização por

parte das distribuidoras de combustíveis. As certificações das unidades produtoras evoluíram a partir de janeiro, atingindo um patamar de estabilidade em julho de 2020, terminando com 239 aprovações. Considerando a autorização para comercialização de biocombustíveis conferida pela ANP (ANP, 2021a), até 11 de novembro de 2021 já foram certificadas 267 usinas de etanol (75% do total autorizado a operar), 30 plantas de biodiesel (58% do total autorizado a operar) e 3 das 4 plantas de biometano autorizadas a operar, totalizando 300 aprovações.

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 adequado da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar. Recentemente, a produção de etanol de milho tem se tornado mais significativa.

Em particular, o setor sucroenergético brasileiro aproveita sua flexibilidade na produção de açúcar e etanol, para se ajustar às flutuações de mercado e maximizar suas receitas ou minimizar as perdas (EPE, 2021b).

O panorama geral do setor evidencia que o endividamento de parte de suas empresas tem reduzido os investimentos em *greenfields* (novas usinas) de cana, assim como os direcionados a *brownfields* (expansão e/ou *retrofit* de usinas existentes). Essa situação também pode gerar reflexos negativos para a conservação e o

aprimoramento do ativo biológico de algumas empresas do setor (renovação de canavial, desenvolvimento e inserção de novas variedades, etc.), afetando seus parâmetros de produtividade e rendimento. O nível de endividamento contribuiu para a queda dos recursos captados pelo setor sucroenergético junto ao BNDES, que, em 2020, corresponderam a cerca de 20% do observado em 2013, ano de maior desembolso (BNDES, 2021).

Essa parte do setor vem buscando o equacionamento da sua situação financeira, com ações para melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade econômica, de forma a se aproximarem das empresas com melhores práticas.

Por outro lado, uma série de investimentos focados na produção do etanol a partir do milho têm

sido observados nos últimos anos, já com resultados no presente e com grandes expectativas para o futuro.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal vem se utilizando de instrumentos regulatórios e tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. A paridade de preços internacionais da gasolina também contribui para melhorar a previsibilidade do negócio.

A projeção da oferta de etanol considera uma série de premissas, tais como ciclo da cana (cinco cortes); expansão da capacidade produtiva; evolução dos fatores de produção, como produtividade agrícola (tonelada de cana por hectare (tc/ha)), área e qualidade da cana (Açúcar Total Recuperável - ATR/tc); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do etanol de segunda geração (também conhecido como etanol lignocelulósico ou E2G); e a produção de etanol de milho. Para maior detalhamento da metodologia utilizada para a projeção da oferta de etanol, sugere-se consultar o PDE 2024 (EPE, 2015) e a publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2022 - 2035 (EPE, 2021c).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2021) registrou, em dezembro de 2020, 361 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem era de 745 milhões de toneladas de cana (Mtc) (fator de capacidade de 90% da nominal). Considerando a moagem realizada em 2020 (663 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 89% (MAPA, 2021) (EPE, 2021b).

Segundo ANP (ANP, 2021d), as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção

de anidro e hidratado de 130 mil m³/dia e 239 mil m³/dia, respectivamente, em julho de 2021. Estimou-se uma capacidade de produção anual de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 43 bilhões, respectivamente (considerando-se uma média de 180 dias de safra). O ano de 2020 registrou a paralisação de uma unidade e a retomada de atividades de quatro plantas. Existem, ainda, unidades operando em situação de recuperação judicial.

A projeção da capacidade de produção de etanol, a partir da cana-de-açúcar, é analisada em dois períodos distintos: de 2022 a 2026 e de 2027 a 2031.

No primeiro período, os investimentos para expansão da capacidade são referentes a projetos com autorização de construção pela ANP, em junho de 2021: um total de quatro, sendo duas unidades de pequena capacidade produtiva (800 m³/dia). Já no segundo período, dentre os cenários avaliados⁷⁴, foi escolhido para apresentação nesse PDE, o que considera a implantação de 5 unidades com capacidade média de moagem específica de 3,7 milhões de tc/ano/usina (capacidade de produção de etanol de 6.031 m³/dia⁷⁵), totalizando 9 unidades no período decenal.

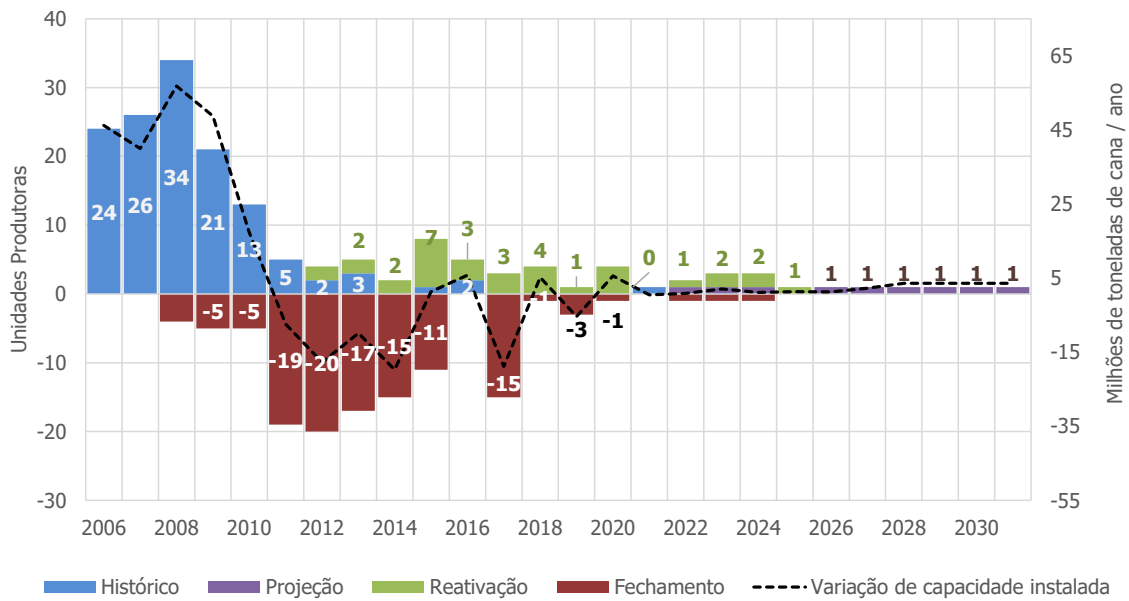
A capacidade nominal instalada de processamento de cana deverá ser expandida em 1,1 Mtc⁷⁶ no horizonte decenal. Reativações e paralisações resultarão em um saldo positivo de 4,8 Mtc (nominal) (capacidade de produção de etanol de 1.565 m³/dia) entre 2022 e 2025. O **Gráfico 8 - 1** apresenta o fluxo de unidades produtoras de cana (histórico, novas unidades, reativação e fechamento) e a variação da capacidade instalada projetada para o período.

⁷⁴ A publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2022 - 2035 (EPE, 2021c) apresenta as trajetórias analisadas para o período decenal, incluindo a adotada neste PDE.

⁷⁵ Valor determinado com base em uma unidade mista, com capacidade nominal de moagem de 4 Mtc (CTBE, 2018).

⁷⁶ Em junho de 2021, existiam 50 unidades (cana) autorizadas a ampliar sua capacidade de produção de etanol (somando cerca de 2 bilhões de litros). Entretanto, não há informações se ocorrerá ou não aumento da capacidade de moagem dessas unidades.

Gráfico 8 - 1: Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada



Fonte: (MAPA, 2021) e (UNICA, 2014) (histórico) e EPE (projeção).

Nas últimas safras, a idade média do canavial permaneceu elevada (em torno de 3,8 anos). As condições climáticas, renovação dos canaviais, melhorias no plantio e introdução de novas variedades, influenciaram a produtividade (76,0 tc/ha) e a qualidade (144,1 kg ATR/tc) na safra 2020/21, cujos valores foram os maiores dos últimos anos (CONAB, 2021). A melhoria no rendimento, observada nos últimos períodos, também está associada à quantidade de impurezas totais (minerais e vegetais) presentes na cana colhida, que foi de 8,4% (queda de 7,4% em relação à safra anterior).

A colheita mecanizada foi implantada, principalmente, para atingir as metas impostas pelas leis e acordos ambientais de redução das queimadas (ALSP, 2002) (IEA-SP, 2014). Contudo, observa-se que houve um descompasso entre a mecanização da colheita e do plantio, além de outras operações ligadas ao cultivo da cana. Ressalta-se que tecnologias e sistemáticas de produção capazes de aumentar o rendimento estão sendo utilizadas por alguns produtores. Atenta-se que, desde a safra

2018/19, houve uma redução do plantio mecanizado, visando recuperar a produtividade e diminuir os custos (consumo de mudas e falhas no plantio pelas máquinas), além do aumento do uso da técnica de meiosi⁷⁷.

Estes temas são objeto de contínua avaliação por especialistas em centros de pesquisa e por gerentes agrícolas. Considerou-se, então, que parte do setor buscará a implementação de melhores práticas, através do manejo varietal e agrônomico, de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica.

Nesse ciclo de estudos, a cana-energia (CE) representará, em 2031, cerca de 100 mil ha, correspondente a 1,1% da área total de cana.

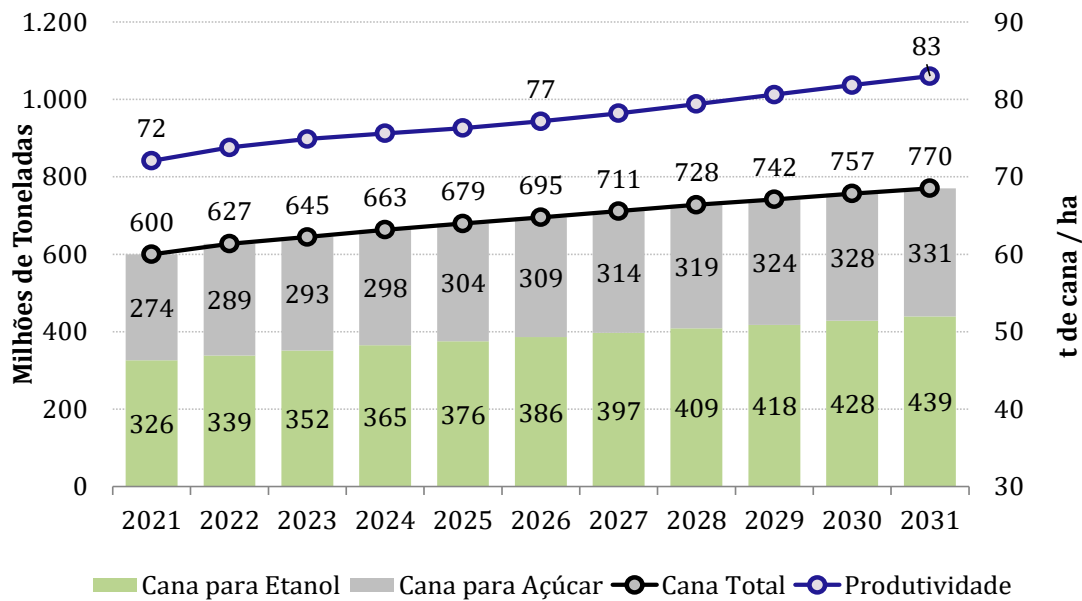
No horizonte decenal, estima-se que a área total de colheita de cana passará de 8,3 milhões de hectares em 2021, para 9,3 milhões em 2031. A produtividade crescerá 1,4% a.a., atingindo 83,0 tc/ha em 2031, enquanto que o rendimento estará no patamar de 141,0 kg de ATR/tc.

⁷⁷ Meiosi – Método Interrotacional Ocorrendo Simultaneamente.

A partir da área e da produtividade, projeta-se que a cana colhida cresça a uma taxa de 2,5% a.a., atingindo 770,4 milhões de toneladas em 2031, conforme **Gráfico 8 - 2**. Nesse contexto, o percentual de cana destinada ao etanol varia de 54%, em 2021, para 57%, em 2031, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

Para o horizonte decenal, estima-se que os investimentos para a formação do canavial sejam de aproximadamente 32 bilhões de reais, considerando-se a relação entre cana planta (área nova + renovada) e cana total de 17%.

Gráfico 8 - 2: Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Nota: Produtividade em Ano Safra
 Fonte:Elaboração própria

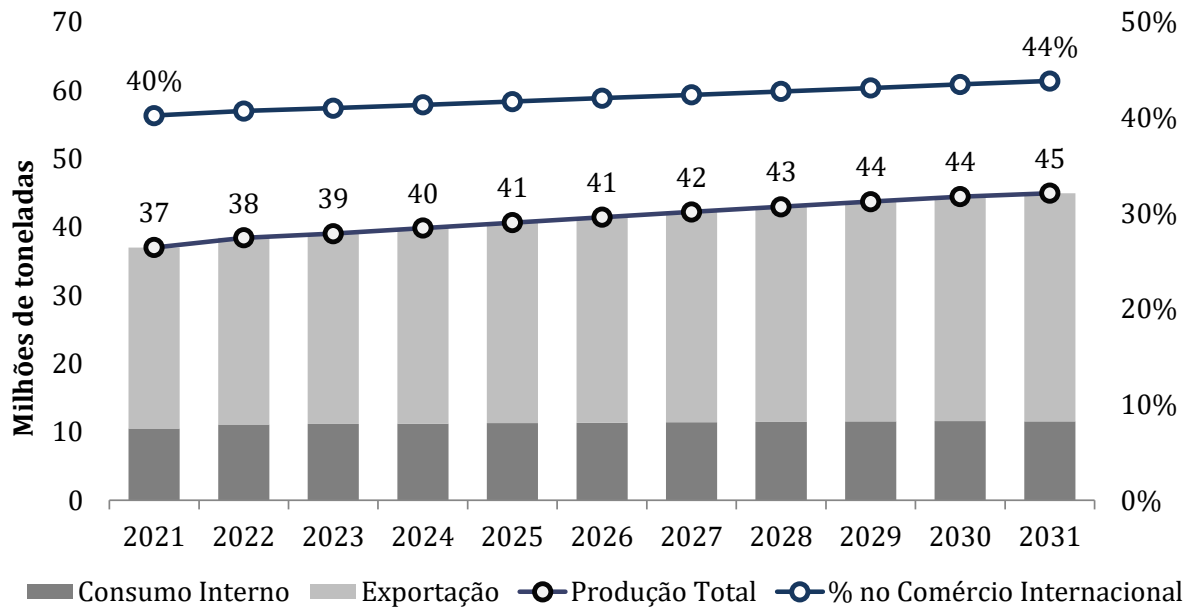
A divisão do ATR total da cana entre o açúcar e o etanol é feita considerando a maior rentabilidade da *commodity* e a grande participação do Brasil no seu comércio mundial. Dessa forma, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender às suas respectivas demandas, obtendo-se, como resultado, a parcela destinada ao etanol.

A projeção da produção brasileira de açúcar é composta por duas partes: 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) (FAO, 2019) (ISO, 2020).

Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil mantém a sua posição de destaque no decênio, sendo responsável por mais de 42% do fluxo do comércio internacional, com base no aumento de oferta para atender ao crescimento da demanda nos países importadores da África e Ásia (FAO, 2012) (FAO, 2019). A produção de *players* importantes, como Índia, Tailândia e UE, influenciam as exportações brasileiras.

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada no **Gráfico 8 - 3** e alcança 44,9 milhões de toneladas em 2031.

Gráfico 8 - 3: Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte:Elaboração própria

O etanol também pode ser produzido através de outros insumos, tais como o bagaço e palhas e pontas (E2G) e, ainda, o milho.

O Brasil possui duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen), com capacidade de produção nominal de 60 e 42 milhões de litros, por ano, respectivamente (GRANBIO, 2020) (RAÍZEN, 2018). As unidades comerciais enfrentaram problemas técnicos, como na etapa de pré-tratamento e filtragem da lignina e ainda operam abaixo da capacidade nominal. Segundo a Raízen, a empresa conseguiu superar tais desafios, tendo a unidade Costa Pinto produzido 24 milhões de litros no exercício social encerrado em 31 de março de 2021 (RAÍZEN, 2021b) A Bioflex/Granbio teve uma produção de 1,6 milhão de litros em 2019 (ANP, 2020).

Em junho de 2021, a Raízen anunciou a construção de uma nova usina na cidade de Guariba (SP), cuja capacidade de produção será de 82 milhões de litros por ano. O investimento possui contrato de longo prazo para a comercialização de 91% da produção com um *player* global de energia (COSAN, 2021). Além disso, a companhia comunicou

acordos de venda de 460 milhões de litros de E2G, ao longo de nove anos (RAÍZEN, 2021a). Esta empresa acredita ter a possibilidade de possuir até 20 plantas de E2G operacionais até 2031, devido ao seu controle de matéria-prima e tecnologia proprietária, a qual pretende licenciar para outros países com alta disponibilidade de biomassa, como a Índia.

Em outros países os projetos de E2G não têm conseguido alcançar a produção comercial e muitas plantas pararam suas operações, sem previsão de retomada.

Nas projeções, julgou-se mais econômica e competitiva a integração da produção de etanol lignocelulósico com a convencional. As usinas que já possuem cogeração e tiverem interesse em produzir etanol lignocelulósico deverão avaliar a disponibilidade e diversidade de matéria-prima (recolhimento de palhas e pontas e a possibilidade de cana-energia), bem como a efficientização do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

A produção de etanol de segunda geração utilizará pequena parcela do bagaço e da palha

produzidos, e deverá atingir mais de 400 milhões de litros em 2031 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

O uso do milho para a produção de etanol vem se favorecendo pelo aumento de produção do grão, além de se beneficiar da geração de coprodutos como o óleo de milho, destinado ao consumo humano, e o DDGS (*distiller's dried grains with solubles*), para nutrição animal, adicionando mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017) (MILANEZ et al, 2014). A capacidade agregada anual foi de 3,5 bilhões de litros em 2020, sendo produzidos 2,4 bilhões de litros (UNICA, 2021). Até o momento, existem 20 unidades em operação, sendo 9 *full*⁷⁸ e 11 do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana).

No horizonte decenal, estima-se a implantação de 9 unidades *flex* e 24 do tipo *full* (sendo 10 autorizadas pela ANP, posição de junho de

2021⁷⁹), com a capacidade instalada atingindo 8,9 bilhões de litros, conforme **Tabela 8 - 1**. Dessa forma, projeta-se que a produção de etanol de milho alcance 8,1 bilhões de litros em 2031.

Quanto às importações de etanol, serão necessárias aquisições pontuais de anidro no mercado externo para equilíbrio comercial.

Como resultado da produção nacional e das importações de anidro, a oferta total de etanol crescerá a uma taxa de 4,0% a.a., alcançando 46,4 bilhões de litros em 2031, conforme apresenta o **Gráfico 8-4**. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 5,9% a.a., chegando a 34,6 bilhões de litros em 2031, enquanto o anidro (nacional e importado) estimado será de 11,8 bilhões de litros ao final do período. Uma análise de sensibilidade para um outro cenário de oferta de etanol, menos favorável para o setor sucroenergético, é apresentada no Box 8-1.

Tabela 8 - 1: Capacidade instalada de unidades produtoras de etanol de milho

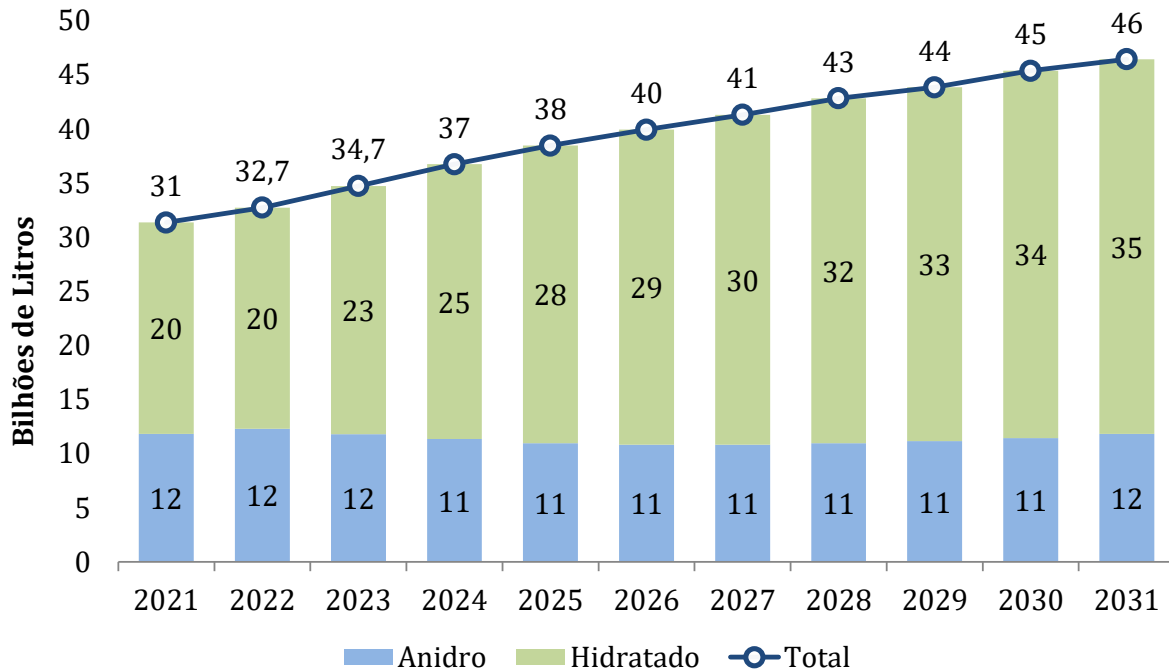
	2021		2031	
	No de unidades	Capacidade instalada de produção de etanol (bilhões de litros)	No de unidades	Capacidade instalada de produção de etanol (bilhões de litros)
Total	21	3,7	54	9,0
Flex	11	1,2	20	2,9
Full	100	2,5	34	6,1

Fonte: Elaboração própria com base em (MAPA, 2021).

⁷⁸ Além dessas, em 2021, uma unidade entrou em operação, tendo como insumo a soja.

⁷⁹ Considera-se também a entrada de uma unidade de soja e três de cereais, com construção autorizada pela ANP.

Gráfico 8 - 4: Projeção da oferta total de etanol



Fonte:Elaboração própria

INVESTIMENTO – CAPACIDADE PRODUTIVA

Para a avaliação dos investimentos necessários em unidades sucroenergéticas de primeira geração (*greenfields*), considerou-se que estas seriam mistas ou destilarias, com perfil tecnológico otimizado e tamanho médio de 3,5 milhões de toneladas de capacidade nominal de moagem de cana. Estima-se que, para este perfil, o investimento médio seja de R\$ 360/tc, conforme **Tabela 8 - 2**. Para a expansão de unidades existentes, adotou-se um investimento médio de R\$ 256/tc.

Com isso, os investimentos em capacidade industrial deverão ser da ordem de R\$ 7,6 bilhões, referentes às novas unidades propostas, e de R\$ 0,5 bilhões, para as expansões levantadas, totalizando R\$ 8,2 bilhões no período decenal (CTBE, 2018). (UNICA, 2021).

A estimativa dos investimentos em novas plantas de etanol lignocelulósico tem como base os valores das unidades comerciais em operação no Brasil, estimados em R\$ 5,6/litro. O montante projetado totaliza R\$ 2,1 bilhões entre 2022 e 2031, valor que poderá ser menor em função da curva de aprendizagem do setor.

Para o etanol de milho, estima-se que o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R\$ 1,60/litro, enquanto que para uma usina *full*, o valor é de R\$ 1,80/litro (CTBE, 2018) (IMEA, 2017) (UNEM, 2019). Com isso, o investimento estimado no decênio é de cerca de R\$ 9,0 bilhões.

Desta forma, os investimentos em capacidade produtiva de etanol e açúcar totalizam R\$ 19,4 bilhões.

Tabela 8 - 2: Investimento médio para construção de novas unidades e expansão das existentes

CAPEX (Cana-de-açúcar)	R\$ (dez. 2017) / tc
Expansão de unidades existentes (<i>Brownfield</i>)	256,0
Novas unidades (<i>Greenfield</i>)	359,8
Industrial (inclui cogeração otimizada)	287,6
Maquinário Agrícola (inclui caminhões)	67,9
Arrendamento (região Centro-Oeste)	4,3

Nota: Para as usinas de cana convencional, o CAPEX foi dado por tonelada de cana, uma vez que pode haver a destinação de parte da produção para o açúcar (diferentemente do apresentado nas unidades de E2G e Etanol de milho).

Fonte: EPE com base em (CTBE, 2018)) e (UNICA, 2021)

8.2.2 DEMANDA TOTAL DE ETANOL

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas carburante e para outros usos (não energético). Adicionalmente, há a parcela destinada

ao mercado internacional, as exportações brasileiras.

DEMANDA DO MERCADO INTERNO

A demanda de etanol carburante (anidro e hidratado) parte de 28,0 bilhões de litros em 2021, cresce a 4,4% a.a. e atinge 43,0 bilhões de litros em 2031. Os impactos da pandemia de covid-19, especificamente no setor de biocombustíveis, deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo, com o setor retomando o crescimento ao longo do decênio, conforme (EPE, 2020b). O aumento da demanda de etanol carburante justifica-se pela maior competitividade do hidratado frente à

gasolina, em parte por conta dos sinais positivos provenientes do RenovaBio, em parte por conta da melhoria dos fatores de produção realizada pelo setor. Estima-se que o uso não carburante (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e alcoolquímicos) atingirá 1,2 bilhão de litros em 2031. Ressalta-se que em 2020, observou-se o consumo de 1,4 bilhão de litros devido ao uso de álcool como agente antisséptico, como uma das medidas preventivas à disseminação da covid-19.

MERCADO INTERNACIONAL (EXPORTAÇÕES)

Os reflexos da pandemia de covid-19 afetaram o mercado de energia mundial, inclusive na produção e consumo global de biocombustíveis. Em 2020, a produção mundial de etanol atingiu o valor de 105 bilhões de litros (8% menor que 2019), com Brasil e Estados Unidos representando 84% dos volumes produzidos (RFA, 2021). 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 2020, o Brasil apresentou uma alta nos volumes exportados, atingindo 2,7 bilhões de litros, 0,7 bilhão superior a 2019 (ME, 2021b), mesmo com a redução da oferta total de etanol. Parte deste aumento nas exportações brasileiras pode ser creditada à retração do mercado estadunidense, que apresentou queda nos volumes de produção e exportação líquida em 2020. Tal como observado no mercado interno, houve uma maior procura pelo etanol como antisséptico em diversos países.

Em relação às importações, desde janeiro de 2017, os volumes têm apresentado valores expressivos nos meses de safra intensa⁸⁰. Em 2020,

⁸⁰ Em 29 de agosto de 2017, fora publicada a Resolução CAMEX nº 72, para restringir as importações crescentes de etanol, com

validade até o fim de agosto de 2019. Esta medida liberou da alíquota de importação um volume total de 1,2 bilhão de litros

foram importados 1,0 bilhão de litros (ME, 2021b).

Apresenta-se, a seguir, uma perspectiva da produção e uso de etanol com ênfase 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. 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).

Incentivado pela EISA, o país tem apresentado recordes consecutivos na produção de etanol de milho (53 bilhões de litros em 2020), cujo principal destino é o atendimento à demanda interna que varia em torno de 55 bilhões de litros. Este valor equivale a 10% da demanda anual de gasolina, como reflexo da política energética do país, a qual estabelece o mandatório de 10% de etanol⁸¹ adicionado ao combustível fóssil (E10) (EIA, 2021). O restante é exportado para diversos países, sendo o Brasil seu principal destino.

Os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (etanol advindo do milho) estabelecida pelo RFS (EUA, 2007). A dificuldade para a produção comercial do etanol

celulósico vinha forçando o governo a diminuir anualmente as parcelas relativas a biocombustíveis avançados e celulósicos. No entanto, em 2020, a *Environment Protection Agency* – EPA - não estabeleceu mudanças na meta (AGRINEWS, 2020), permanecendo as anteriormente estabelecidas em dezembro de 2019 (EPA, 2019). Para o horizonte após 2022, o RFS continuará em vigor, com os volumes sendo estabelecidos pela EPA, em conjunto com os secretários de energia e agricultura estadunidenses.

União Europeia

Atualmente, o bloco mantém um plano de ação de mitigações de GEE e segurança energética, com metas para os anos de 2020, 2030 e 2050. Para 2020, o chamado “Triplo 20” visava: 20% de redução nas emissões de GEE, comparado a 1990, 20% de participação de fontes renováveis no consumo energético, com 10% de participação de renováveis no consumo automotivo⁸², e 20% de aumento na eficiência energética, comparados a 1990 (EC, 2018).

No que tange aos objetivos estabelecidos para 2020, segundo a Agência Europeia do Ambiente, o bloco pode ter conseguido atender às metas de mitigação de GEE e de participação de renováveis no consumo final do Triplo 20. Em 2019, as emissões de GEE já haviam contabilizado uma queda de 24% em relação aos níveis de 1990, enquanto a participação de renováveis no consumo final chegou a 19,4%⁸³ (EEA, 2020). O impacto da pandemia de covid-19 ocasionou uma redução do consumo de fontes primárias devido às restrições de circulação. Em relação à meta de eficiência energética, a União Europeia está longe de alcançá-la. Segundo relatório da Agência, em 2018, os consumos primário e final de energia no bloco estão

no período de vigência, com uma cota trimestral de 150 milhões de litros (ME, 2017). Na data de término desta Resolução, foi publicada a Portaria nº 547, estendendo a cota para mais 12 meses, e alterando os volumes para 750 milhões de litros ao todo, distribuídos em 187,5 milhões de litros trimestrais (ME, 2019).

⁸¹ Misturas com 15% de etanol (E15) também são permitidas, dependendo da disponibilidade nos postos e da preferência do consumidor.

⁸² Em favorecimento aos biocombustíveis de segunda geração, o bloco limitou a participação dos tradicionais (etanol de cana e milho, e biodiesel de oleaginosas) a um máximo de 7% na demanda energética até 2020, eliminando sua participação na demanda final até 2030 (BIOMASS MAGAZINE, 2018).

⁸³ Em 2020, os números relativos à geração elétrica indicam que houve maior participação de fontes renováveis, contabilizando 38% contra 37% das fontes fósseis tradicionais e 25% da nuclear (REUTERS, 2021).

respectivamente 2,4% e 2,1% acima dos valores projetados (EEA, 2020).

Através da Diretiva das Energias Renováveis de 2018, o Parlamento Europeu aprovou alterações nos valores das metas de ação climática e energética para a União Europeia, para 2030: 40% de redução nas emissões, 32% de participação de renováveis no consumo final, 14% de participação de renováveis no consumo automotivo e 32,5% de aumento na eficiência energética (EC, 2018).

Ásia

A China é o terceiro maior produtor de etanol no mundo, tendo produzido 4,0 bilhões de litros de etanol de cana em 2020 para uso interno (REN21, 2021). O país possui um programa de mistura E10 em 10 províncias e tinha planos de estendê-lo para todo o país ao final de 2020. No entanto, essa ação foi suspensa sem previsão de extensão de prazo, em virtude das limitações de aumento de capacidade de produção de etanol e baixos estoques, frente ao aumento no consumo de gasolina dos últimos anos (USDA, 2020a).

A Coreia do Sul é um dos principais destinos do etanol exportado do Brasil (954 milhões de litros em 2020, 35% do total exportado) (ME, 2021b). Apesar do país usá-lo exclusivamente na indústria e no setor alimentício, o governo estuda o uso do etanol combustível como forma de atenuar os problemas de poluição atmosférica das grandes cidades e para o auxílio na busca pela segurança energética (USDA, 2019b).

O Japão estabeleceu em 3 de julho de 2018 o seu 5º Plano Estratégico de Energia, como base para as políticas energéticas do país até 2030. O plano reforçou as orientações em prol de uma menor dependência de fontes fósseis e na energia nuclear, promovendo as fontes renováveis, cuja participação na oferta total de energia deverá expandir 13% até

2030 (USDA, 2019a). O país importa grande parte do etanol que consome, tanto para uso industrial, como combustível, sendo que este não é adicionado à gasolina, mas previamente convertido em etil-terc-butil éter – ETBE. O país importou 0,9 bilhão de litros de etanol, sendo 56 milhões do Brasil [USDA, 2021].

A Índia é o quarto maior produtor de etanol do mundo, com uma produção de 1,8 bilhão de litros em 2020 (RFA, 2021), oriundo principalmente da conversão de melado⁸⁴. O Programa de Mistura de Etanol, lançado em 2003, permite a aquisição e conversão do subproduto da indústria açucareira em biocombustível, o qual é usado em uma mistura não mandatória de 5 a 10% em todo o território (USDA, 2020b). O programa também estabelecia um aumento na mistura para 20% até 2030, e, ao final de 2020, fora anunciado o plano de adiantar o E20 para 2025 (TIMES OF INDIA, 2021). Além disso, o governo indiano planeja tornar obrigatória a instalação de motores *flex fuel* em carros produzidos no país, seguindo o padrão das normas Euro VI (AUTOCARINDIA, 2021) (MORTH, 2021).

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, Japão e União Europeia permanecerão como principais importadores de etanol do Brasil. Dessa forma, as exportações brasileiras apresentarão uma elevação de 25%, saindo de 1,6 bilhão de litros em 2021 e alcançando 2 bilhões em 2031.

⁸⁴ Em dezembro de 2019, a Índia assinou um Memorando de Entendimento com o Brasil para atualizar suas instalações de produção de etanol e cooperar no desenvolvimento da tecnologia necessária para a mistura de etanol. O acordo

permite assistência técnica com o objetivo de criar um sistema sucroalcooleiro, que daria flexibilidade, buscando retornos mais elevados, ao alternar a moagem de cana entre açúcar e etanol (USDA, 2020b).

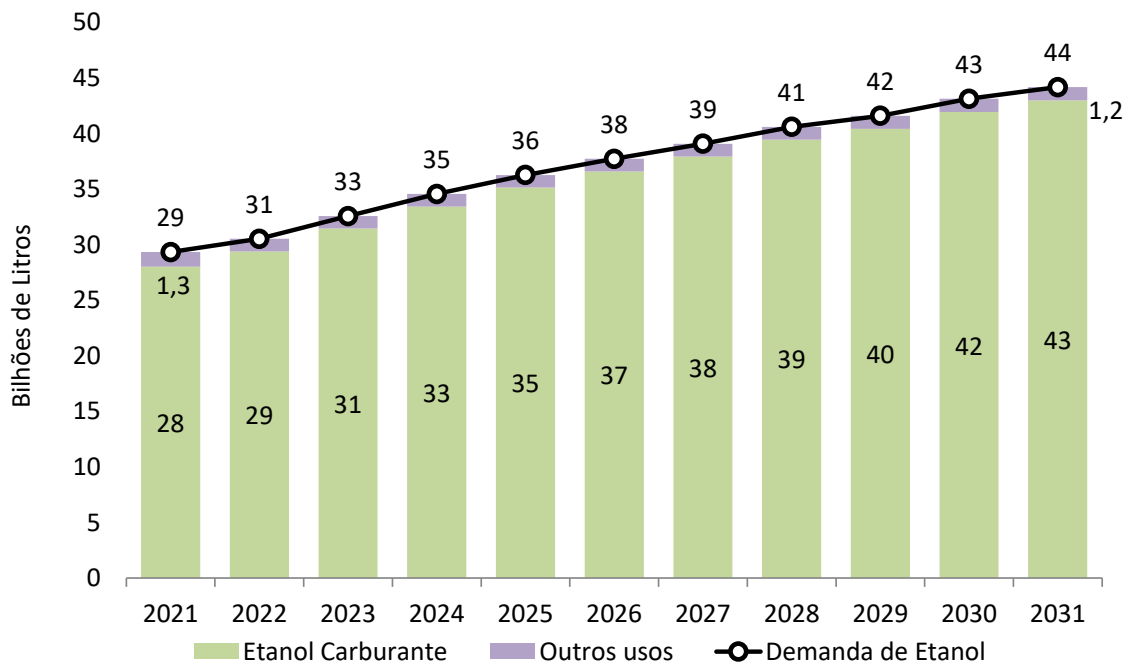
DEMANDA TOTAL

O **Gráfico 8 – 5** consolida a demanda de etanol carburante e de outros usos (não energético), a qual cresce a uma taxa de 4,2% a.a., alcançando 44,2 bilhões de litros em 2031, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado carburante. O etanol carburante aumenta sua participação na demanda de combustíveis do ciclo Otto, saindo de 33,4% em 2021 para 48% em 2031,

o que contribui para a redução das emissões do setor de transportes rodoviário.

Quando somadas às exportações, o valor total de etanol soma 46,4 bilhões de litros.

Gráfico 8 - 5: Projeção da demanda total de etanol



Fonte:Elaboração própria

8.2.3 LOGÍSTICA

O modo rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir maiores custos energéticos e ambientais do que os outros (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 eficiência do sistema de transporte.

Dentre os investimentos no modo dutoviário, está o projeto da Logum Logística S.A, para a construção de dutos próprios e a utilização de existentes, com extensão total de 1.054 km. O valor estimado para o projeto é de R\$ 5,2 bilhões, dos quais R\$ 1,2 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação. A capacidade de armazenagem estática é de 617 milhões de litros e a capacidade de movimentação anual é de 6 bilhões de litros (LOGUM, 2021).

Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são:

- Próprios: Ribeirão Preto (SP) – Paulínia e Uberaba (MG) - Ribeirão Preto (SP);
- Subcontratados: Paulínia (SP) - Barueri (SP); Paulínia (SP) - Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP) - Guarulhos (SP).

Em 2020, o volume de etanol movimentado foi de 2,1 milhões de litros, 16% a menos do que no ano anterior (LOGUM, 2021). Destaca-se que a empresa realizou sua primeira operação de exportação pelo sistema em 2021 (40 milhões de litros de etanol), tendo como destino o mercado da Califórnia, nos Estados Unidos (COMEXDOBRASIL, 2021).

Dentre os próximos projetos de expansão está a nova conexão no estado de São Paulo, que ligará o terminal terrestre de Guararema às bases de distribuição em São José dos Campos. Com 42,5 km, esse duto passará também por Santa Branca e

Jacareí, com capacidade de 40 milhões de litros anuais (NOVACANA, 2020c). Este projeto recebeu aval do MME, que o enquadra no programa de incentivos fiscais do REIDI⁸⁵. Com isso, os investimentos com bens e serviços, estimados em R\$ 115 milhões (com PIS/Cofins), passam a ser de R\$ 109,57 milhões, uma redução de 4,7% (NOVACANA, 2021b).

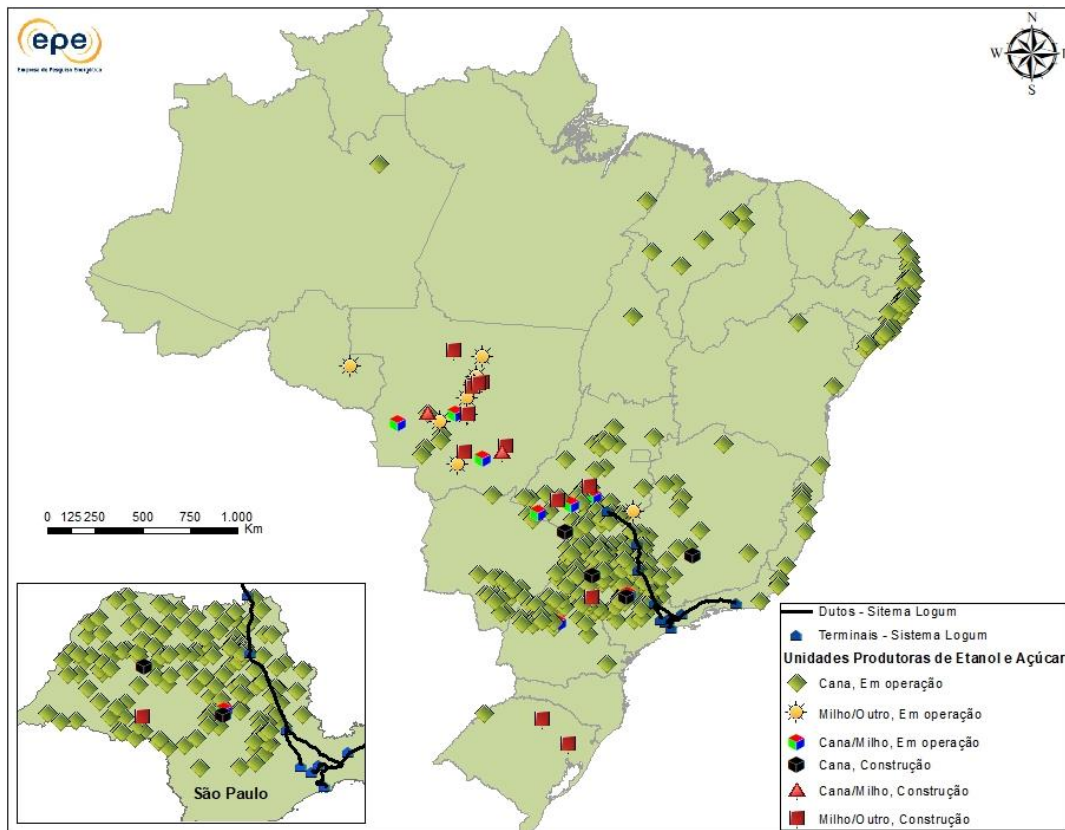
Planejam-se, posteriormente, duas ações: estender o sistema até a Baixada Santista, chegando a Cubatão e ao Porto de Santos; instalação de um novo terminal no sul de Goiás, se aproximando da região produtora de etanol de milho (BNDES, 2019).

Esse conjunto de medidas concorrerá para melhorar a capacidade logística do País, tornando os produtos brasileiros mais competitivos no mercado nacional e internacional. A **Figura 8 - 1** resume a localização das usinas sucroalcooleiras brasileiras, bem como a infraestrutura logística existente e a ser construída.

⁸⁵ O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) beneficia empresas com projetos para implantação de obras de infraestrutura nos setores de

transportes, portos e energia. Em portaria de 24 de outubro de 2019, o MME passou a incluir os projetos de dutovias para o transporte de combustíveis (MME, 2019a).

Figura 8 - 1: Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



Fonte: EPE com base em (LOGUM, 2021), (MAPA, 2021).

Box 8 - 1: Análise de sensibilidade para oferta de etanol

Buscando antecipar possíveis ameaças ao abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol e demanda do ciclo Otto, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético, com relação tanto às políticas públicas (diferenciação tributária entre a gasolina e o etanol, por exemplo), quanto às ações das empresas para a redução de custos de produção e à reestruturação financeira dos grupos endividados.

Neste cenário, o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos, pois o etanol hidratado perderia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes. Dessa forma, considerou-se que haverá a entrada de três unidades de etanol de cana no médio prazo e de plantas *flex* e *full* de milho, identificadas pela ANP como em construção e com cronograma de previsão de conclusão da obra definido (posição em junho de 2021). A produtividade agrícola será de 75,4 tc/ha, ao fim do período, inferior ao apresentado no cenário de referência.

Como resultado, a estimativa de cana processada em 2031 seria de cerca de 673 milhões de toneladas (97,3 milhões de toneladas inferior ao apresentado no **Gráfico 8-2**), o que resultaria em uma oferta total de etanol de 34,1 bilhões de litros, 12,3 bilhões de litros inferior à do cenário de referência.

Considerando o propósito de assegurar o abastecimento energético nacional, esta análise tomou como base a demanda ciclo Otto de referência deste PDE. Nesse caso, constatou-se que os volumes de gasolina A e de etanol anidro alcançariam, respectivamente, 35,5 bilhões de litros (aumento de 8,2 bilhões de litros) e 13,1 bilhões de litros (aumento de 3,0 bilhões de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 17,6 bilhões de litros (um valor 15,3 bilhões de litros inferior ao cenário de referência).

Box 8 - 1: Análise de sensibilidade para oferta de etanol

Com base na produção média dos últimos 5 anos de gasolina nas refinarias brasileiras (26,3 bilhões de litros), as importações desse combustível atingiriam aproximadamente 9,2 bilhões de litros em 2031 nesse cenário, 4 bilhões a mais do que o máximo histórico (EPE, 2019b).

8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar

O aproveitamento energético da biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar, tanto na produção de calor quanto na de eletricidade, destina-se ao autoconsumo e à produção de excedentes de energia elétrica, exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Iniciativas governamentais de fomento à renovação e modernização das instalações de cogeração aumentaram a eficiência de conversão da energia da biomassa e, conseqüentemente, a geração de excedentes e sua distribuição, contribuindo para a diversificação do setor e o aumento de sua receita. Dados do Banco de Informação da Geração (ANEEL, 2021b) registram que a capacidade de geração a biomassa de cana atingiu 12,1 GW em agosto de 2021, um aumento superior a 30% em relação a 2016.

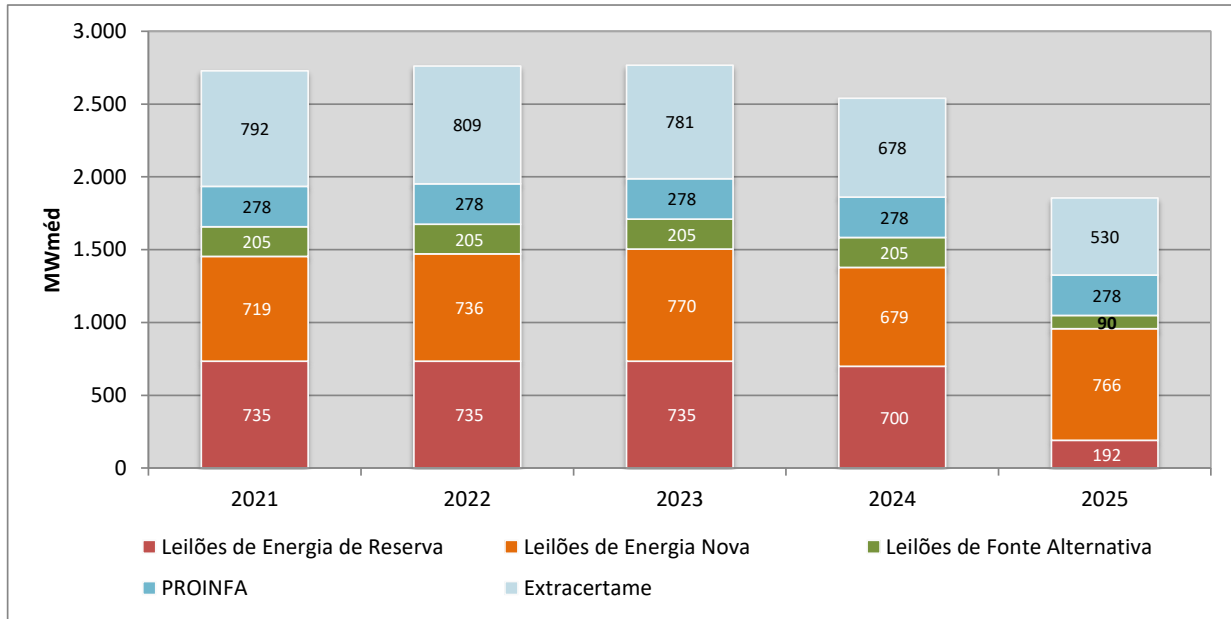
A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se 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 8.5.1.

Dentre as 369 usinas sucroenergéticas em operação em 2021, cerca de 220 unidades

comercializaram energia e aproximadamente 40% destas o fizeram através de leilões de energia. Até agosto de 2021, foram realizados 60 certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroenergéticas em 30 deles (CCEE, 2021). Ao longo dos últimos anos, a comercialização da bioeletricidade no ambiente regulado (ACR) tem diminuído, sem obstar a 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) e a liquidação de energia no mercado spot (PLD) configurem-se como majoritários para a venda de energia deste segmento.

Assim, a energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1 GW médio ao fim de 2025, além do montante extra certame de 530 MW médios, 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 médios (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). O **Gráfico 8 - 6** 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.

Gráfico 8 - 6: 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 própria

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).

O **Gráfico 8 - 7** apresenta a energia contratada no ACR e as projeções de exportação de eletricidade para os dois estudos: com fator de exportação das usinas vencedoras de leilões de energia (potencial técnico) e com fator de exportação baseado no histórico.

Observa-se que o potencial técnico atinge 6,2 GWmédios para o ano de 2031, 2,1 GWmédios 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 estará utilizando a colheita mecanizada.

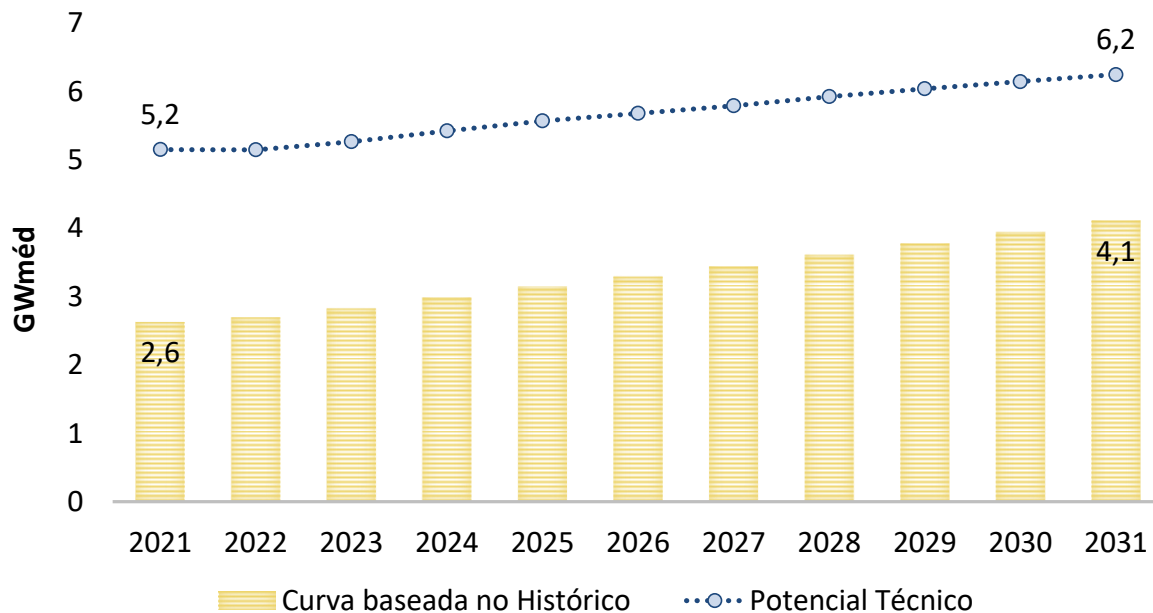
Foram utilizados dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas, segundo (COGEN, 2009) e (EQUIPAV, 2009), respectivamente. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir da biomassa de palhas e pontas, obtido com o uso dos fatores acima relacionados, seria de 6,8 GWmédios e 10,7 GWmédios, respectivamente, ao fim do período decenal.

Nesse mesmo sentido, está a utilização de outros resíduos, como a vinhaça, a torta de filtro e, mais recentemente, as palhas e pontas. Ainda pouco empregados para geração de energia nas usinas sucroenergéticas, estes insumos dão origem ao biogás, resultado de sua fermentação. Conforme será apresentado na seção 8.5.1, 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.

Gráfico 8 - 7: Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR
 Fonte: Elaboração própria

8.4 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até setembro de 2021, foram realizados 81 leilões para comercialização de biodiesel e produzidos 52,1 bilhões de litros de biodiesel pela indústria nacional (ANP, 2021b) (ANP, 2021c).

O percentual mandatório vigente no Brasil é de 13% desde 1º de março de 2021, conforme a Resolução CNPE nº 16/2018. Os percentuais originalmente estabelecidos, entretanto, sofreram ajustes pontuais em leilões ao longo de 2021 (CNPE, 2018)⁸⁶. Para o horizonte de estudo, foi considerado o percentual de 10% ao longo de 2022, conforme

decisão do CNPE (MME, 2021). A partir de 2023, a premissa de projeção adotada é que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo as possibilidades previstas em lei. Assim, a elevação na mistura fica estabelecida de acordo com o calendário da Resolução supracitada, que prevê o percentual de 15% a partir de 2023, até o final da série decenal analisada. Observa-se que na atual legislação, a adição de biodiesel em qualquer proporção, até B15, pode ser utilizada pelas distribuidoras que queiram revender essa mistura. Há ainda a possibilidade do uso voluntário (autorizativo) deste biocombustível, em percentual superior ao obrigatório para casos

⁸⁶ Como medida preventiva para a garantia do abastecimento do mercado interno, a ANP realizou três reduções temporárias de percentual mandatório, ao longo de 2020. Estas ações também

foram necessárias no ano de 2021 (ANP, 2021c). Maiores informações em (EPE, 2021b)

específicos, tais como: frotas cativas e usos ferroviário, agrícola, industrial e experimental. Entretanto, estima-se que não haverá volumes significativos acima do mandato no horizonte deste Plano.

A partir de janeiro de 2022 irá vigorar um novo modelo de comercialização de biodiesel, em substituição aos leilões, utilizados desde o início do PNPB, o qual será de livre negociação entre produtores de biodiesel e distribuidores, de acordo com a Resolução nº 14 de 9 de dezembro de 2020. Permanecem inalterados neste novo formato: (i) a obtenção do produto pelos adquirentes (refinarias, distribuidores e importadores de óleo diesel A), cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras; (ii) a reserva de 80% dos volumes comercializados oriundos de usinas detentoras do Selo Biocombustível Social (SBS)⁸⁷, mantendo-se a atual regra de participação prioritária da agricultura familiar.

Segundo a Resolução ANP nº 857/2021, os contratos de fornecimento de biodiesel serão homologados previamente pela ANP, de forma análoga ao que ocorre com etanol anidro, e terão vigência de, no mínimo, dois meses (período similar ao dos leilões). Dada a possibilidade de múltiplos arranjos contratuais em termos de prazos e formas de pagamento, espera-se uma nova dinâmica de mercado do biodiesel, com potencial redução dos preços do produto. Além disso, esse novo modelo exclui o custo de transação hoje vigente (R\$ 25 reais por m³) cobrado pela empresa que intermedia a negociação (MME, 2020) e possibilita a importação de biodiesel, dentro do limite máximo de 20%, em complemento à parcela atendida pelo SBS.

Em relação ao panorama internacional, foram produzidos 46,8 bilhões de litros de biodiesel (FAME e HVO)⁸⁸ em 2020, dos quais o Brasil contribuiu com 6,4 bilhões (13,7%), sendo o terceiro maior produtor, atrás apenas de Indonésia (17,1%) e Estados Unidos (14,5%) (REN21, 2021). Em relação

aos volumes transacionados, a participação brasileira nunca foi significativa, com apenas 3,8 milhões de litros exportados em 2020 (ME, 2021). Segundo § 5º do Art. 1º, da Resolução CNPE 14/2020, durante o período de transição de doze meses a contar da entrada em vigor do modelo de comercialização, a ANP poderá autorizar, em caráter excepcional, a comercialização de biodiesel importado (CNPE, 2020b).

Matérias-Primas

Dentre as matérias-primas utilizadas na produção do biodiesel, deve-se destacar os óleos de soja, algodão e milho, o sebo bovino, além dos óleos residuais. Embora novos insumos venham progressivamente ganhando espaço, o óleo de soja deve manter sua posição de liderança até 2030.

O Brasil é o maior produtor mundial de soja e também o maior *player* no mercado externo do grão (IBGE, 2021). Instituída em 1996 para favorecer as exportações de produtos primários e produtos industrializados semielaborados, a Lei Kandir isentou a exportação desta matéria-prima “in natura” de pagamento de impostos (ICMS). Tais condições privilegiaram a exportação do grão, em detrimento da soja beneficiada na forma de farelo proteico e óleo.

O IBGE (IBGE, 2021) projeta um crescimento na produção de soja, de 128 milhões de toneladas (2020) para 133 milhões em 2021, aumento de 9,8%, novo recorde nacional. As exportações de soja em grão em 2020 foram de 83 milhões de toneladas (12% superior a 2019) (ABIOVE, 2021a). Cabe registrar que, em 2020, houve um incremento das exportações nacionais de óleo de soja, sendo os principais destinos Índia e China. Isto foi decorrente de uma redução significativa nas exportações de óleo e farelo da Argentina, uma vez que este país, o principal *player* mundial no comércio exterior destes produtos, passou por seca severa.

⁸⁷ 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.

⁸⁸FAME - Fatty acid methyl ester (éster metílico de ácidos graxos) e HVO - hydrotreated vegetable oil (óleo vegetal hidrotratado).

O sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil. Destaca-se ainda, o crescimento de diversos insumos, tais como os óleos residuais.

Embora ainda modesta, a participação da palma tem crescido progressivamente no mix. Observa-se que o atual percentual é de 2,5%, com grande expectativa de aumento ao longo do decênio.

Dentre as demais culturas produtoras de óleo elencadas inicialmente no PNPB (destacando algodão, mamona e girassol), atualmente, apenas o algodão tem pequena representatividade na cesta de insumos consumidos para produção de biodiesel. Cabe destacar que o óleo de milho emergiu como um potencial insumo a ser agregado às matérias-primas para a produção deste biocombustível.

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).

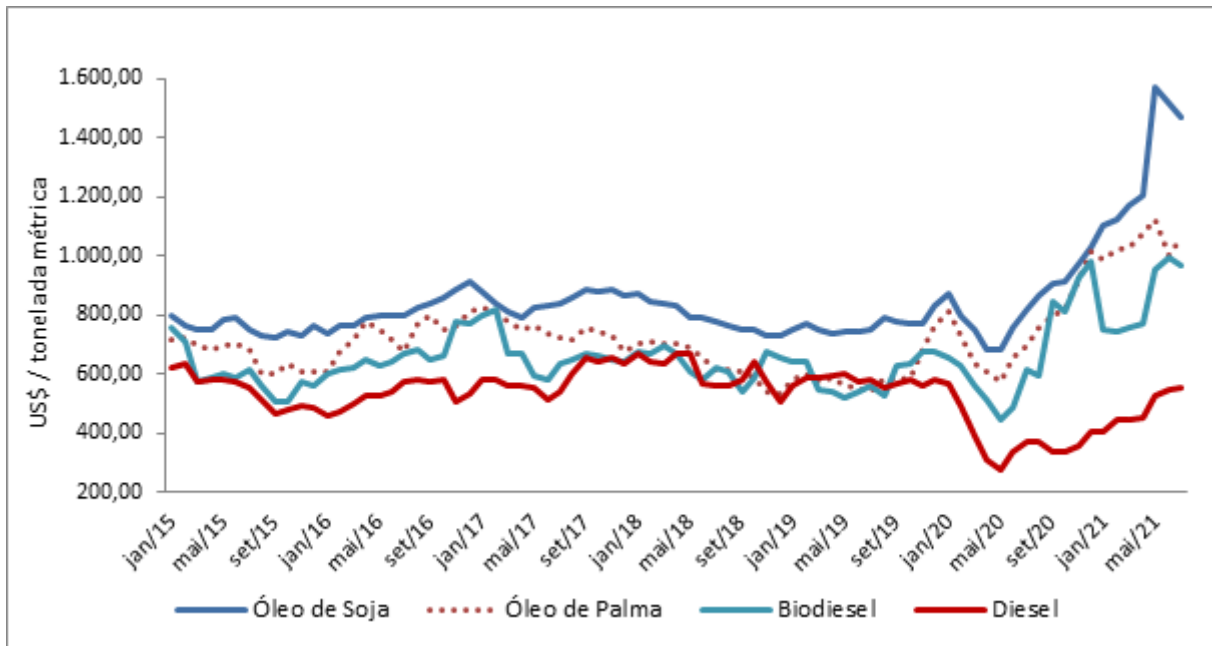
O uso de óleos residuais para a fabricação de biodiesel possui grande apelo econômico e ambiental, na medida em que se agrega valor a um material que seria considerado inutilizável, além de se evitar o descarte em locais inapropriados, reduzindo significativamente os impactos ambientais negativos. Embora atualmente ainda sejam pouco representativos na produção nacional de biodiesel, dados recentes (EPE, 2021a) indicam

que os óleos residuais foram os materiais que apresentaram o maior crescimento percentual na cesta de insumos, ao lado do óleo de palma e milho. Como os óleos residuais têm baixo custo de aquisição, o biodiesel produzido a partir desta matéria-prima deverá ser mais competitivo que os derivados de outras fontes. Deve-se também atentar ao aspecto logístico de recolhimento estruturado dos óleos residuais e posterior transferência para as usinas, de forma a garantir a economicidade do processo.

Em relação às demais matérias-primas, há poucas perspectivas para que outras ocupem lugar de destaque dentro do horizonte do PDE 2031. Neste sentido, é fundamental que se considerem os avanços tecnológicos alcançados nos últimos anos em relação às rotas de produção e novos biocombustíveis e combustíveis alternativos que podem ser inseridos no ciclo Diesel. Para atender aos aumentos previstos de mandatórios, verifica-se a necessidade de 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.

Quanto ao custo de produção do biodiesel, a matéria-prima corresponde, em média, a 80% do total (IEA, 2004). Nesse sentido, estudos realizados pela EPE indicam correlação dos preços do biodiesel no mercado nacional com os preços de grão de soja e óleo de soja. Para os próximos dez anos, estima-se que este preço acompanhará os valores das commodities em geral. A seguir, encontra-se o histórico dos preços internacionais de biodiesel, diesel e óleos de palma e soja (**Gráfico 8 - 8**).

Gráfico 8 - 8: Preços internacionais do biodiesel, diesel e óleos de soja e de palma



Nota: Preços Nominais do Diesel (mercado interno), sem ICMS. Preços Nominais do Biodiesel (mercado interno), com PIS/COFINS, sem ICMS. Preço FOB usina negociado nos leilões regulares de biodiesel ANP (Sem margem Petrobras). Preços de exportação de óleo de soja e palma em tonelada métrica (Golfo do México).

Fonte: (ABIOVE, 2021b), (ANP, 2021b) e (INDEX MUNDI, 2021).

Sob o aspecto econômico, embora tenha sido observado, entre os anos de 2017 e 2019, um comportamento de proximidade entre os preços do biodiesel e diesel fóssil, desde o fim de 2019 voltou-se a observar um distanciamento entre os valores médios de venda destes produtos, com acentuada diferenciação entre estes preços observada a partir de setembro de 2020, conforme apresentado no **Gráfico 8 - 8**. Tal fato reflete o aumento recente do preço do óleo de soja, motivado pela desvalorização cambial do real frente ao dólar e pela significativa retração da oferta global do seu concorrente, o óleo de palma.

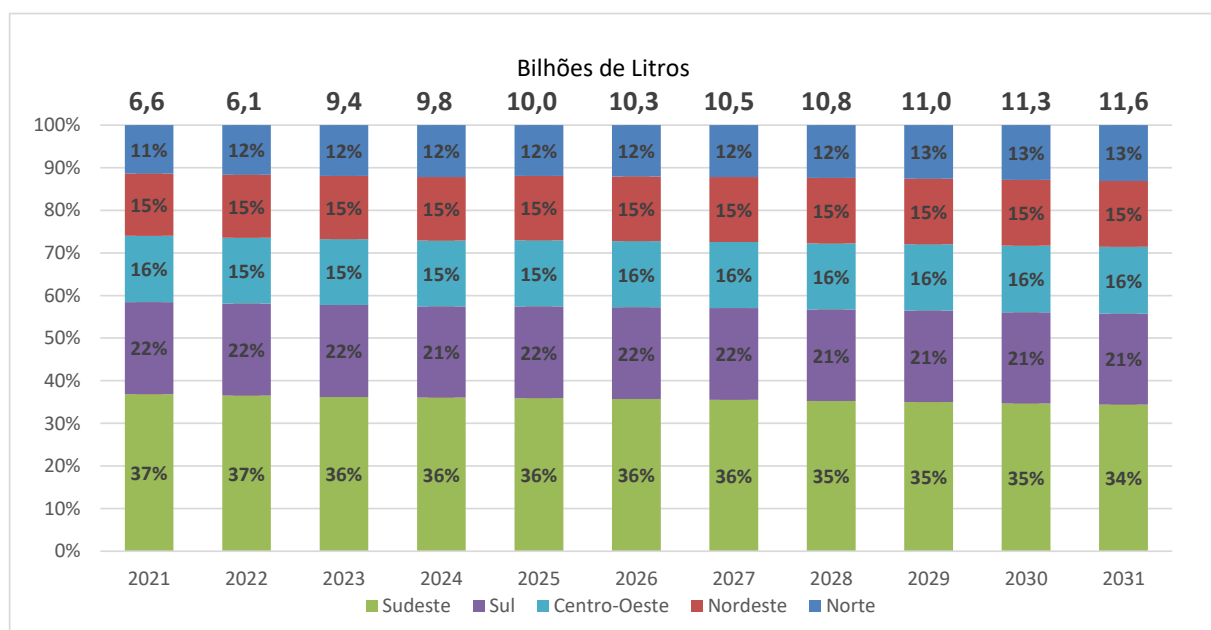
Cabe observar, contudo, que para a avaliação adequada dos preços é necessário considerar o local de referência da comparação. Ou seja, a avaliação de competitividade requer a adição de custos logísticos, tributários e outros incorridos até a base de distribuição onde ocorrerá a mistura. Observa-se que a venda e exportação da glicerina/glicerol, em especial para os mercados asiáticos, contribuem para aumentar a atratividade do biodiesel.

DEMANDA DO BIODIESEL

As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel B apresentada no Capítulo II e nas demais considerações já descritas. A evolução da demanda de biodiesel é apresentada no **Gráfico 8 - 9**, segregado por regiões geográficas, e alcança 11,6 bilhões de litros em 2031 (15% da demanda de dieselB), o que contribui para a redução

das emissões do setor de transportes rodoviário. Já a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2021 e 2031 estão dispostos na **Tabela 8 - 3**.

Gráfico 8 - 9: Demanda de biodiesel



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8 - 3: Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2020 e 2031

Região	2021			2031		
	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório ¹	Balanço	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório	Balanço
Milhões de litros						
Norte	320	756	-436	932	1.525	-593
Nordeste	880	971	-91	1.240	1.791	-551
Sul	4.569	2.437	-1.613	5.057	2.443	-1.313
Sudeste	824	1.413	3.156	1.130	3.978	1.079
Centro-Oeste	4.728	1.031	3.697	5.932	1.818	4.114
Brasil	11.321	6.609	4.712	14.291	11.557	2.734

Nota: (1) Consumo estimado para 2021, com base em julho/2021.

Fonte: EPE com base em (ANP, 2021b).

De acordo com a capacidade nominal instalada registrada em 2021, é possível atender a demanda projetada até o ano de 2027, quando considerado para as usinas de biodiesel um fator de utilização (FUT) de 92%. As atuais solicitações de ampliação e construção das unidades produtoras registradas na ANP (ANP, 2021b), cujos investimentos estimados são da ordem de 1 bilhão de reais, deverão acrescentar uma sobrecapacidade de 2,8 bilhões de litros (nominal), o que representará uma ociosidade de 19,5% em 2031. Considerando a capacidade efetiva (FUT=92%), devido a paradas programadas e eventos adversos, a capacidade de produção de biodiesel seria de 13,1 bilhões de litros, valor ainda superior à demanda estimada para o ano. Estima-se que naturalmente novos investimentos serão incorporados nos próximos anos para atendimento da mistura prevista.

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 2021, condição que perdurará até 2031.

Desta forma, as regiões Sul e Centro-Oeste devem manter sua liderança na produção deste biocombustível, embora a demanda esteja concentrada na Região Sudeste. Com estímulo à produção de novas culturas, adaptadas 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, não há impactos sobre a segurança do abastecimento nacional.

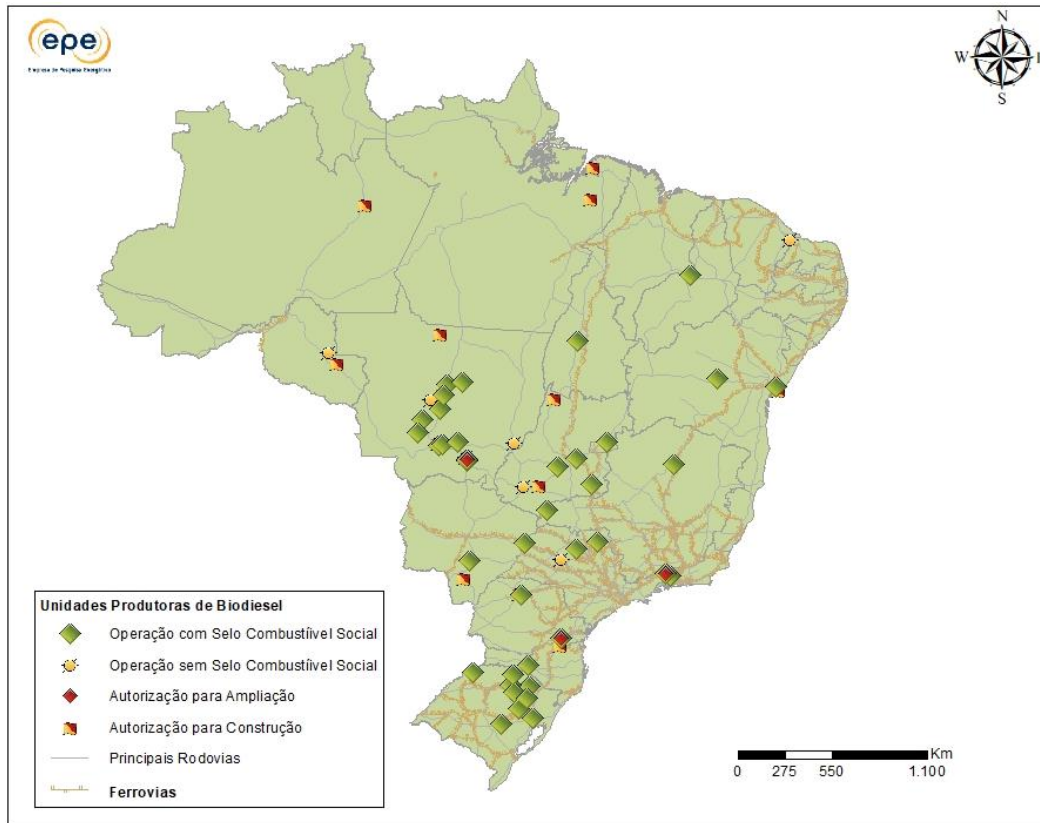
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE BIODIESEL

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel é apresentada na **Figura 8 - 2**, além da localização das usinas de produção já autorizadas pela ANP, distinguindo-se as que possuem ou não o Selo Biocombustível Social. Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte entre elas é feito basicamente pelo modo rodoviário. No médio prazo,

a movimentação de biodiesel tende a permanecer neste modo, por questões de escala.

A diversificação da logística de transporte utilizada na distribuição do biodiesel contribui para a eficiência do sistema de transporte. Neste sentido, o modo ferroviário mostra-se como alternativa interessante para algumas regiões.

Figura 8 - 2: Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2021b).

Box 8 - 2: Diesel verde

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, como o hidrotreatamento de óleo vegetal e animal, também através da síntese de Fischer-Tropsch proveniente de fontes renováveis, bem como a partir de processos fermentativos; e oligomerização de álcoois. O produto oriundo destes processos físico-químicos poderá compor a mistura do óleo diesel B (EPE, 2020c).

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. Visando o interesse da Política Energética Nacional, em 9 de dezembro de 2020, foi instituído por meio da Resolução CNPE nº 13, um Grupo de Trabalho para avaliar a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo Diesel (CNPE, 2020a) (EPE, 2020a).

Coube ao Grupo de Trabalho analisar eventuais condições especiais à inserção dos biocombustíveis no mercado de óleo diesel, contemplando avaliações acerca de questões tributárias, mandatos volumétricos de adição de biocombustíveis a combustíveis fósseis, diálogo com políticas públicas atualmente vigentes, entre outros aspectos. Suas atividades se encerraram em outubro de 2021, e em breve será divulgado relatório contendo os aspectos técnicos, econômicos, tributários, regulatórios e demais relacionados à forma de introdução deste novo biocombustível. Os frutos dessa análise têm o condão de suprir o CNPE com propostas de diretrizes de política pública para a inserção de biocombustíveis no ciclo diesel, em ampliação ao modelo atualmente vigente.

Faz parte da etapa de hidrotreatamento o processo de hidrogenação, cujos custos de implantação e operação são relativamente altos e demandam vultuosos investimentos iniciais para suas instalações atualmente. No entanto, há possibilidades de adaptação de plantas produtoras de biocombustíveis e refinarias de petróleo para que se transformem em biorrefinarias, possibilitando a produção do diesel verde. Registra-se que não há previsão de projetos de implantação de unidades de produção deste biocombustível, de caráter comercial e com volume

Box 8 - 2: Diesel verde

expressivo no país. De uma forma geral, estima-se que uma planta dedicada à produção de hidrocarbonetos parafínicos (padrão utilizado internacionalmente com mais frequência), a partir de matérias-primas renováveis, pode produzir apenas o HVO (tendo a bionafta e bio-GLP como subprodutos) ou o HVO, o bioquerosene de aviação, bem como a bionafta e o bio-GLP.

Para efeito comparativo, o volume produzido por uma unidade de 400 milhões de litros por ano (fator de utilização de 92%) seria capaz de suprir 0,4% do total de diesel A importado pelo Brasil (0,3% da demanda total do fóssil), para o período decenal. Assim, dadas as necessidades de biocombustível indicadas neste documento, que evidenciam uma duplicação da demanda de biodiesel para o período decenal (Tabela 8-3), o diesel verde poderá vir a figurar como uma alternativa de suprimento para o mercado de combustíveis do ciclo Diesel.

8.5 Outros biocombustíveis

Considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil, esta seção aborda outros biocombustíveis que podem contribuir para aumentar a diversidade da

matriz energética nacional e valorizar as vantagens competitivas do Brasil na geração de energia com recursos naturais renováveis.

8.5.1 BIOGÁS / BIOMETANO DA CANA-DE-AÇUCAR

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.

O biogás é obtido através do processo de digestão anaeróbica, definida como a conversão de material orgânico, através de bactérias, em metano, dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos, em um ambiente com ausência de oxigênio. Diferentes substratos podem ser utilizados para sua produção e a quantidade de biogás obtida depende principalmente da tecnologia empregada na digestão e do substrato. Observa-se que este processo ocorre naturalmente em plantações de arroz e aterros sanitários, por exemplo.

O metano é o principal componente volumétrico do biogás (55%-70%), seguido pelo

dióxido de carbono (30%-45%) (TOLMASQUIM, M. T., 2016) . O biogás possui poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m³, podendo ser consumido diretamente, ou tratado para separação e aproveitamento do biometano, cujo conteúdo energético é semelhante ao do gás natural (9.256 kcal/m³) (EPE, 2018). Essa fonte renovável pode ter várias aplicações, como geração elétrica, uso veicular e injeção nas malhas de gás natural. Cabe mencionar a oportunidade criada no contexto do Novo Mercado de Gás. A produção e uso do biogás pode servir para aumentar a oferta de gás natural, bem como para diminuir sua pegada de carbono, evidenciando uma sinergia positiva ente 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 (0,1%), porém vem apresentando crescimento acelerado, de 27% a.a. no último quinquênio (EPE, 2021a) (ANEEL, 2021a). Sua capacidade instalada em geração distribuída (GD) em 2020 alcançou 42 MW (ANEEL, 2021b).

As projeções da produção de etanol e açúcar apresentadas neste capítulo indicam elevada quantidade de resíduos deste setor, a qual pode ser destinada à produção de biogás. A metodologia aplicada a este item considerou a vinhaça e torta de filtro para a produção de biogás, que serão integralmente destinadas para a biodigestão. Neste caso, o potencial de biogás alcança 7,1 bilhões de Nm³⁸⁹ em 2031, representando 3,9 bilhões de Nm³ de biometano.

O potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro foi elaborado com base nos dados da Usina Bonfim, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016 e que entrou em operação comercial em fevereiro de 2021. As estimativas para este ciclo de estudos apontam para cerca de 2,0 GWmédios em 2031. Considerando apenas as usinas pertencentes aos grupos do setor sucroenergético mais saudáveis

financeiramente em 2019 (ITAUBBA, 2021) (NOVACANA, 2021a), em uma abordagem mais conservadora, este potencial técnico alcançaria aproximadamente 1 GWmédio ao final do período decenal. Ressalta-se que, considerando-se também a utilização das palhas e pontas da cana-de-açúcar, poderiam ser adicionados mais 5,7 bilhões de Nm³ de biogás ao fim do horizonte do estudo.

Adicionalmente, considerando o consumo médio de diesel por tonelada de cana para este segmento, estima-se que a produção total de biometano do setor sucroenergético seria suficiente para suprir cerca de 60% desta demanda.

Atualmente, grande parte da vinhaça é usada para fertirrigação de áreas próximas às usinas. Em virtude do longo período de uso desse resíduo, há fadiga do solo pelo excesso de sais minerais, o que impulsiona seu aproveitamento para um novo fim. É oportuno ressaltar que sua prévia biodigestão tende a melhorar o processo de fertirrigação, pois reduz o teor de sólidos em suspensão e a viscosidade do fluido. De maneira geral, não há redução no teor de sais minerais do efluente ao fim do processo, mantendo, portanto, a característica de recomposição nutricional no solo da irrigação.

8.5.2 COMBUSTÍVEIS SUSTENTÁVEIS DE AVIAÇÃO

A aviação é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE (IPCC, 2014). Nesse contexto, as empresas aéreas firmaram um acordo que definiu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020, denominado CORSIA - *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (ICAO, 2018). Para isso, estabeleceu-se o uso de instrumentos de compensação de emissões, promoção de eficiência energética e a utilização de combustíveis alternativos que sejam *drop-in*, em particular biocombustíveis e combustíveis sintéticos, obtidos através de processos certificados na ASTM

(*American Society for Testing and Materials International*). Nacionalmente, o querosene de aviação alternativo (QAV alternativo), atende ao estabelecido na Resolução ANP 856/2021 (ANP, 2019), que o define como combustível derivado de fontes alternativas, como biomassa, gases residuais, resíduos sólidos, carvão e gás natural.

Diferentes rotas de obtenção de querosene de aviação alternativos podem ser utilizadas no Brasil, de acordo a (ANP, 2019) (ANP, 2021e): a rota termoquímica, produzindo o querosene parafínico sintetizado por Fischer-Tropsch (FT SPK) e por

⁸⁹ Nm³ - normal metro cúbico: volume de gás nas condições normais de pressão (1 atmosfera), temperatura (0° centígrados) e 0% de umidade relativa.

Fischer-Tropsch com aromáticos (FT-SPK/A); a rota química, resultando no querosene parafínico sintetizado de ésteres e ácidos graxos hidroprocessados (SPK-HEFA) e a rota bioquímica, produzindo as isoparafinas sintetizadas de açúcares fermentados e hidroprocessados (SIP), o álcool para combustíveis de aviação (ATJ-SPK), querosene de hidrotermólise catalítica (CHJ) e o querosene parafínico sintetizado por hidrocarbonetos bioderivados, ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (SPKHC-HEFA). Para cada processo elencado, os percentuais de mistura do produto obtido ao QAV convencional variam de 10% a 50%.

Para estudos mais aprofundados sob as formas de introdução deste combustível alternativo na matriz energética nacional, foi constituído um subcomitê, denominado PROBioQAV, dentro do Programa Combustível do Futuro. Este visa estudar formas de introdução na matriz energética de combustíveis sustentáveis de aviação, bem como implementar uma Política integrada para produção de BioQAV, diesel verde (HVO) e nafta verde (CNPE, 2021b).

Para o cumprimento dos acordos ambientais internacionais, o uso do querosene alternativo surge como uma das possibilidades para a redução da emissão de GEE. Este combustível mostra-se fundamental no processo de transição energética, visando uma mobilidade sustentável do setor aéreo.

Há desafios econômicos para que o querosene alternativo possa ser utilizado na aviação. Entretanto, é importante ressaltar que, dadas as condições edafoclimáticas favoráveis, diversas matérias-primas encontradas na flora brasileira podem ser utilizadas para produção de BioQAV, como o babaçu, a cana-de-açúcar, a macaúba, a palma, o eucalipto e a soja. Deve-se avaliar a atratividade econômica de plantio de espécies oleaginosas em sistemas agroflorestais e de integração lavoura-pecuária floresta, inclusive em áreas degradadas, de acordo com as regras do Código Florestal, aproveitando a disponibilidade de estudos e trabalhos científicos no país. Para rotas sintéticas, o potencial nacional é relevante, contudo ainda pouco explorado.

No Brasil, existem iniciativas para fomentar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV. Registra-se o Projeto de Lei nº 9.321/2017, que visa a criação do “Programa Nacional do Bioquerosene” para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção a partir de tecnologia limpa (BRASIL, 2017b). Registra-se, ainda, a Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação (RBQAV) e as Plataformas Mineira e da Zona da Mata de Bioquerosene e Renováveis, que têm trabalhado no estímulo à pesquisa relacionada a produção e inserção deste biocombustível no mercado nacional. Há ainda um estudo para instalação de uma planta piloto no Ceará, com implantação de uma rede de energia elétrica renovável (eólica ou solar), para produzir hidrogênio e querosene de aviação alternativo, com as especificações superiores às exigidas pela regulação mundial. Dentre seus diferenciais, destaca-se que será uma planta móvel, podendo ser transportada para aeroportos com dificuldade de abastecimento, como os regionais. Foi estabelecida uma importante articulação entre governos (alemão e brasileiro), academia e iniciativa privada, para o desenvolvimento de uma tecnologia disruptiva e de impacto neutro para o meio ambiente e para a sociedade (GOVERNO DO CEARÁ, 2020).

Ressalta-se que a pandemia de covid-19 trouxe grande impacto para o comércio mundial de petróleo, seus derivados e os biocombustíveis, em especial para o setor aéreo, devido às medidas de isolamento e distanciamento social, cujos efeitos se propagarão durante alguns anos, influenciando também a demanda de BioQAV (EPE, 2020b).

Esta situação excepcional traz uma complexidade suplementar para se estimar, no período decenal, os volumes de combustível sustentável para aviação, que ainda não está presente na matriz de transportes. No escopo das projeções deste PDE, estima-se que sua entrada na matriz energética brasileira ocorra a partir de 2027, atingindo cerca de 130 mil m³ em 2031. Isto corresponde a uma participação no mercado de 1,4% da demanda total de combustível de aviação,

sendo aplicáveis a rotas aéreas específicas, considerando as tecnologias certificadas.

Para essa análise, adotou-se como premissa a introdução de uma unidade produtora deste biocombustível, consorciada com a produção de HVO, bionafta e GLP, de cerca de 400 mil m³ por ano,

8.5.3 COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS PARA USO MARÍTIMO

O transporte marítimo é responsável por mais de 80% do comércio global de mercadorias. Segundo dados da IEA (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017), as viagens marítimas internacionais têm uma capacidade de carga de aproximadamente 1,2 bilhão de toneladas de frete, no valor de aproximadamente US\$ 7 trilhões. Este setor consome mais de 330 milhões toneladas de derivados de petróleo todos os anos.

Os combustíveis marítimos podem ser classificados em duas categorias: a primeira é formada pelos residuais ou óleos combustíveis marítimos (bunker), sendo este produzido a partir da mistura de frações pesadas da destilação (resíduos); a segunda categoria é formada por outros óleos diluentes e os óleos produzidos a partir das frações mais leves do processo de refino (gasóleos atmosféricos, majoritariamente), o diesel marítimo (DMA) ou *marine gasoil* (MGO) (PETROBRAS, 2013).

A IMO (Organização Marítima Internacional) é a agência da ONU, composta por 174 Estados Membros, responsável por garantir a regulamentação e cumprimento das regras internacionais, determinadas no ANEXO IV da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL), cujo trabalho aborda as questões relativas à segurança, eficiência energética, e dando ênfase à proteção ambiental no transporte marítimo internacional. Estas ações se encaixam dentro do programa da Agenda 2030 (ONU), cujo principal objetivo é o desenvolvimento sustentável (IMO, 2020). Uma de suas principais tarefas foi a de estabelecer novos limites de emissão de enxofre para o meio ambiente, que vigoram desde o início de 2020. Os limites de

média mundial, em uma razão de produção de 35% para o BioQAV. O investimento necessário projetado seria da ordem de 100 milhões dólares ou 700 milhões de reais. (92% de fator de utilização).

emissão foram fixados em: 0,5%, para áreas em geral e 0,1% nas áreas de controle de emissão (ECAs). As ECAs incluem o Mar do Norte e o Mar Báltico. Esses limites têm como perspectiva reduzir a emissão de enxofre em 77%, equivalentes a uma redução anual de aproximadamente 8,5 milhões de toneladas de dióxido de enxofre (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017).

Para atender esses novos limites de emissão e ainda minimizar custos de novos processos, o setor de transportes marítimos tem buscado várias soluções. Algumas alternativas incluem o emprego de sistema de “scrubbers” (lavadores de gases de exaustão), além do uso de embarcações movidas a diesel e baterias, ou diesel e gás natural liquefeito (GNL), ou mesmo a adoção de combustíveis sintéticos e hidrogênio. Entre os esforços desta indústria, uma alternativa que se mostra promissora no cenário decenal é o uso de biocombustíveis, já que o seu conteúdo de enxofre é quase nulo, e são atendidos os requisitos de redução de emissões de CO₂. Observe-se que os volumes de combustíveis consumidos pelas embarcações são sempre expressivos (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017).

De forma análoga ao que se processa para os combustíveis de aviação, dentro do Programa Combustíveis do Futuro, há também o Subcomitê Combustíveis Marítimos, sendo este dedicado a estudos específicos para este segmento (CNPE, 2021b).

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.

O esforço conjunto de produtores de biocombustíveis, armadores e operadores no equacionamento desses desafios poderá viabilizar a

entrada deste tipo de combustível no transporte marítimo no médio e longo prazo, contribuindo para o atendimento das metas da IMO.

Box 8 - 3: Potencial para biorrefinarias no Brasil

Um dos grandes norteadores para evitar a emissão de GEE é o uso de biocombustíveis, principalmente etanol, biodiesel, diesel verde, que já são produzidos em larga escala e, mais recentemente, os biocombustíveis promissores, como o biogás e o BioQAV. Para que haja avanços substantivos, um contingente cada vez maior de pesquisadores e agentes do setor adota a possibilidade de substituição e/ou adaptação das refinarias de petróleo por estruturas análogas, as chamadas biorrefinarias, que são definidas como “equipamentos e processos capazes de transformar biomassa em combustíveis, bioprodutos e ainda a geração de eletricidade” (GOVINFO, 2002).

No Brasil, seriam enquadradas como biorrefinarias as usinas produtoras de açúcar e etanol e de biodiesel, visto que trabalham com insumos provenientes de biomassa e, em sua linha final, produzem biocombustíveis, energia e bioprodutos (açúcar, glicerina, bioplásticos, bioquímicos etc). São classificadas como dedicadas, aquelas que utilizam apenas um tipo de matéria-prima. As novas biorrefinarias de segunda geração, atuam com diversas rotas e plataformas de conversão (termoquímica, biológica, catalítica e física) e seriam configuradas para a conversão da diversidade de matérias-primas e resíduos existentes em biocombustíveis e bioprodutos.

Essas biorrefinarias, em etapas iniciais, provavelmente só serão competitivas se houver incentivos provindos do governo, através de leis que possam garantir a sua penetração nos mercados em competição com seus similares de origem fóssil.

As questões técnicas, tais como as rotas tecnológicas para as diversas matérias-primas, e mesmo parte da legislação regulatória já são conhecidas, mas encontram-se de forma dispersa entre os diversos setores da indústria, economia e setor público. O desafio básico é a compilação e interseção, além da introdução do componente social que possa não só legitimar essa nova atividade, como ser apropriada pela sociedade. Um exemplo, ainda que limitado, é o Selo Biocombustível Social (SBS), no âmbito do PNPB, o qual incorpora os produtores de matéria-prima na política pública.

As novas condições de produção e mercado poderão configurar um novo modelo de negócios, a bioeconomia, para os quais serão necessárias novas regulamentações para matérias-primas e produtos. Hoje, as atuais usinas de produção de etanol, por exemplo, têm interseção básica nos ambientes regulatórios de combustíveis, através da ANP, e o de energia elétrica, pela ANEEL e no setor ambiental. As usinas de biodiesel, aparecem basicamente como reguladas dentro do ambiente de combustíveis e ambiental.

O setor de produção de biocombustíveis brasileiro possui conhecimento e a curva de aprendizado acumulada em suas fases: agrícolas, industrial, regulatória, de distribuição e consumo final; essa cadeia complexa tem avanços significativos para a evolução das biorrefinarias e consequentemente, para a bioeconomia. É necessário partir dessa base e experiência existente uma disseminação de objetivos entre os vários atores envolvidos para o alcance das ambiciosas metas que possam mitigar os efeitos adversos no clima e proteger a qualidade de vida no planeta.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

- *Os biocombustíveis continuarão a ter participação relevante na matriz energética brasileira no próximo período decenal. Somado à Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), o estabelecimento do Programa Combustível do Futuro corrobora os desdobramentos positivos e o fortalecimento do setor, projetados para o próximo decênio.*
- *Investimentos em renovação do canal e tratamentos culturais adequados devem promover uma recuperação dos indicadores de produção dessa cultura (produtividade agrícola e rendimento industrial).*
- *A redução de custos de produção, a eficiência do processo produtivo e o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, associados à necessidade de incremento da capacidade de produção de etanol, motivarão investimentos em unidades greenfields e em unidades existentes.*
- *A produção de etanol de milho apresentará crescimento significativo e atingirá 8 bilhões de litros em 2031 no cenário projetado.*
- *A oferta total de etanol alcançará 46,4 bilhões de litros em 2031, sendo 34,6 bilhões de litros relativos ao etanol hidratado.*
- *O setor sucroenergético já possui papel de destaque na produção de etanol e vem aumentando sua contribuição na matriz elétrica com a bioeletricidade.*
- *Espera-se uma expansão do período de geração de bioeletricidade, incorporando palhas e pontas e, em alguns casos, biomassas diferentes da cana. Estima-se que a projeção baseada no histórico atinja 4,1 GW médios e o potencial técnico para comercialização, a partir da biomassa, seja de 6,2 GW médios em 2031.*
- *Uma significativa vantagem para as indústrias do setor sucroenergético associada à bioeletricidade é a garantia de aporte financeiro constante propiciado pela comercialização de energia, em contraposição à sazonalidade da produção de cana.*
- *Para o biodiesel, espera-se que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio. A demanda por este biocombustível manter-se-á nos limites do mandatório definido por lei.*
- *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.*
- *É importante para o PNPB, o desenvolvimento de culturas alternativas à soja. Dentre os óleos vegetais, o de palma apresenta o maior volume de produção no mercado internacional, além de preços mais competitivos. Além da palma, os óleos de milho e macaúba surgem como potenciais insumos a serem agregados às matérias-primas para a produção nacional de biodiesel.*
- *Não foram identificados potenciais gargalos em relação à capacidade instalada de produção de biodiesel.*
- *O biogás do setor sucroenergético terá uma maior inserção na matriz energética, podendo ser destinado à geração elétrica, substituição ao diesel e misturado ao gás natural fóssil, nas malhas de gasodutos. Estima-se que o potencial de produção em 2031 seja de 7,1 bilhões de Nm³ oriundos da vinhaça e da torta de filtro e de 5,7 bilhões de Nm³, advindos das palhas e pontas da cana-de-açúcar.*
- *No Brasil, existem iniciativas para criar políticas públicas e aprofundar o conhecimento sobre o bioquerosene de aviação, de forma a viabilizar economicamente esse biocombustível. Espera-se que, em 2031, a*

**PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO
OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS**

participação de mercado do BioQAV seja 1,4% (cerca de 130 mil m³) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

9.1 Considerações Iniciais

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) 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 2031 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e minigeração distribuídas (MMGD)
- Autoprodução de energia (não injetada);
- Energia solar térmica.

Importante destacar que o conceito de autoprodução adotado aqui (não injetada) inclui tão somente a parcela de autoprodução destinada ao autoatendimento do consumidor final. Eventuais excedentes de geração elétrica não são contabilizados nesse conceito de RED. A alternativa “resposta da demanda⁹⁰”, embora possa estar englobada no conceito de RED, não foi abordada neste capítulo. Adicionalmente, 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. Por fim, destaca-se que os valores para os RED dizem respeito ao Cenário de Referência.

A importância desses recursos se relaciona ao fato de que sua inserção como opção de

atendimento demandará novas práticas de planejamento da expansão e operação do sistema de geração de energia, bem como das redes elétricas. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema.

Entre esses benefícios, pode-se mencionar a proximidade entre as fontes de geração e pontos de consumo, podendo propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, se estiverem adequadamente alocados espacialmente e sendo operados em momentos mais adequados. Todavia, a adoção dos RED adiciona mais uma fonte de incertezas tanto para o planejamento da expansão do sistema energético, como para sua operação, tornando-os mais complexos.

De acordo com os estudos do PDE 2031, estima-se que a contribuição elétrica dos RED como fonte de atendimento possa responder por 21% do consumo de eletricidade até 2031, o que corresponderia a 175 TWh, sendo que a autoprodução contribui com 10%, a MMGD com 8% e a eficiência energética com 4% nesse horizonte (**Tabela 9 - 1**). Quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 9% dessa demanda energética até 2031, tendo como destaque as parcelas de eficiência energética (5%) e de autoprodução (2%). O detalhamento da contribuição de cada uma das alternativas que compõe os RED será apresentado nos próximos itens deste capítulo. O **Gráfico 9 - 1** ilustra a contribuição

⁹⁰ A **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).

dos RED para o atendimento à demanda potencial de eletricidade no horizonte decenal.

Tabela 9 - 1: Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Energia Total ¹ (mil tep)	2021	2026	2031
Consumo Potencial de energia ²	247.367	289.423	334.389
Energia Solar Térmica ³	13	84	169
Eficiência Energética	0	7.758	17.322
Consumo com conservação	247.355	281.580	316.899
Autoprodução não-injetada	4.886	5.837	6.748
MMGD ⁴	849	3.032	5.400
%			
Consumo atendido com EE e RED	2	6	9
Energia Solar Térmica ³	0,01	0,03	0,05
Eficiência Energética	0,0	3	5
Autoprodução não-injetada	2	2	2
MMGD ⁴	0,3	1	1,6
Combustíveis (mil tep)	2021	2026	2031
Consumo Potencial de combustíveis	198.970	230.630	263.340
Consumo com conservação	198.970	224.029	248.799
Eficiência energética dos combustíveis	0	6.601	14.541
Energia Elétrica (GWh)	2021	2026	2031
Consumo Potencial de eletricidade ²	562.758	683.638	826.153
Energia Solar Térmica ³	147	981	1.960
Eficiência Elétrica	0	13.462	32.336
Consumo com conservação	562.611	669.196	791.858
Autoprodução não-injetada	56.813	67.873	78.461
MMGD ⁴	9.870	35.253	62.795
%			
Consumo atendido com EE e RED	12	17	21
Energia Solar Térmica ³	0	0,1	0,2
Eficiência Elétrica	0	2	4
Autoprodução não-injetada	10	10	10
MMGD ⁴	2	5	8
Carga média total evitada ⁵ (MWmédio)	9.304	16.367	24.439

Notas: (1) Energia total corresponde ao consumo de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes (Energia total = consumo de eletricidade + consumo de combustíveis).

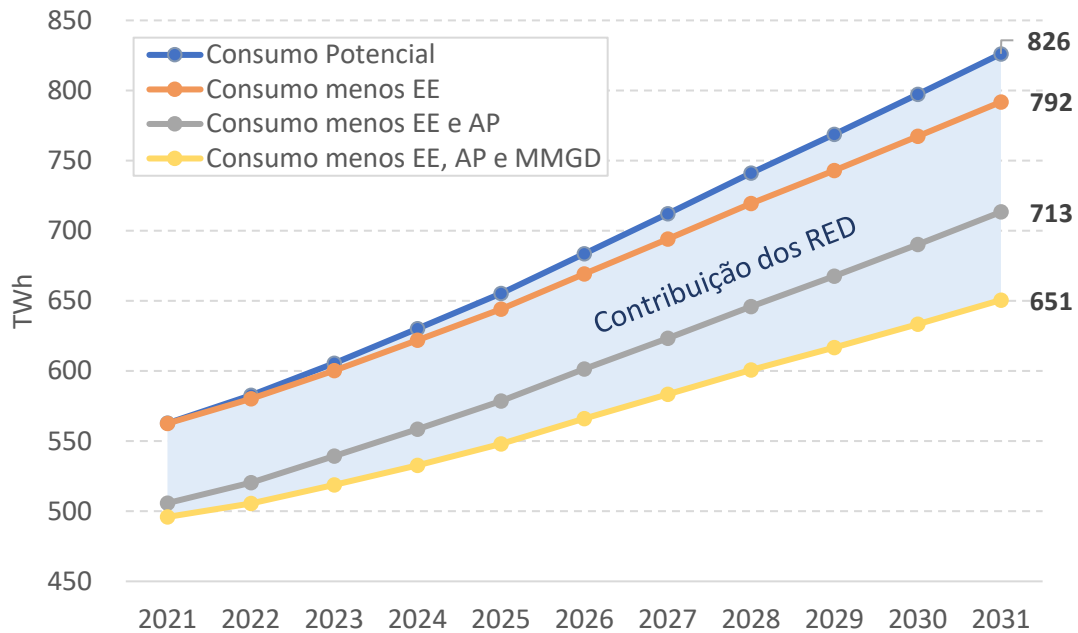
(2) Inclui a parcela da energia solar térmica.

(3) Energia solar térmica para o setor residencial incremental em relação a 2021.

(4) MMGD: Micro e Minigeração Distribuída.

(5) O nível de perdas totais considerado foi de 18%.

Gráfico 9 - 1: Contribuição dos RED



- Notas: (1) Consumo Potencial inclui a parcela incremental em relação a 2021 da Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS).
 (2) EE: eficiência elétrica. Para fins de representação no gráfico, a parcela relativa a SAS foi agregada à estimativa de eficiência.
 (3) AP: autoprodução não-injetada na rede.
 (4) MMGD: Micro e minigeração distribuída

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 2021; ou seja, ganho de eficiência energética zero em 2021.

Assim, nesse PDE os primeiros ganhos de eficiência serão percebidos na modelagem no ano de 2022. 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).

Box 9 - 1: Eficiência Energética no PDE

A eficiência energética (EE) é um recurso efetivo e prioritário para o atendimento à demanda de energia (EPE, 2020). A projeção de demanda de energia no Plano Decenal já considera ganhos de EE, reduzindo a demanda de energia no futuro e a necessidade de expansão da oferta de energia no Brasil. A seguir será apresentada a metodologia de cálculo da EE utilizada nos estudos de planejamento.

Os ganhos de eficiência energética são calculados pela diferença entre a projeção do consumo final de energia – que já incorpora esses ganhos de eficiência – e a projeção do consumo potencial (sem eficiência), na hipótese de serem mantidos os padrões do ano base. Dessa forma, mudanças na estrutura da indústria e da economia não

Box 9 - 1: Eficiência Energética no PDE

distorcem o indicador, conforme descrito no BOX 1-1. A eficiência apresentada no Plano considera a conservação de energia que ocorre a partir do ano base. No PDE 2031 o ano base é 2021; portanto são incorporados apenas os ganhos de eficiência obtidos a partir de 2022. A eficiência do período histórico já está contemplada no consumo realizado e por isso não é quantificada nos ganhos de EE do período decenal.

A eficiência energética é estimada dentro de cada modelo setorial de projeção de consumo final energético (indústria, setor energético, residencial, comercial, público, agropecuário e transportes) e no modelo de projeção de demanda de eletricidade (MDE). Portanto, os resultados de EE apresentados no Capítulo IX do PDE tratam dos ganhos estimados para os setores de consumo final de energia, não incorporando a economia de energia obtida na transformação (tais como ganhos na geração elétrica e no refino).

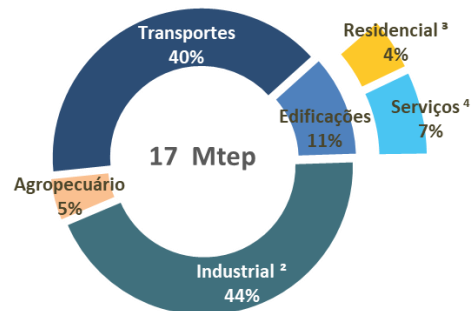
São calculados o consumo com e sem eficiência a partir de diferentes indicadores: os mais adequados para cada setor ou segmento, como consumo por produção física, valor adicionado, domicílio, equipamento, área construída, área plantada etc. No setor industrial, por exemplo, os ganhos de eficiência são baseados na tecnologia, na otimização de sistemas e processos, no rendimento dos equipamentos e substituição de fontes de energia (com base nos indicadores do Balanço de Energia Útil).

Os resultados de EE apresentados neste capítulo incorporam mudanças tecnológicas (alterações de processos e eficientização de equipamentos) e alterações de padrões de consumo (p.ex. com a gestão de energia). Também consideram, qualitativamente, as políticas existentes, programas e ações já em prática no País: seus avanços e ganhos autônomos a serem realizados pelos consumidores, ou seja, a substituição tecnológica natural devido ao término da vida útil de equipamentos por mais eficientes.

Os impactos da pandemia da COVID-19 continuam afetando o cenário Mundial e doméstico, como destacado no Capítulo 1.

Nos estudos do PDE 2031, estima-se que em 2031 os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 17 milhões de tep em 2031, cerca de 7% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2020 no BEN 2021. Entre os setores de consumo final, a maior contribuição em relação ao total economizado deve ser observada nos transportes e na indústria, como mostra o **Gráfico 9 - 2**.

Gráfico 9 - 2: Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2031¹ (% 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.

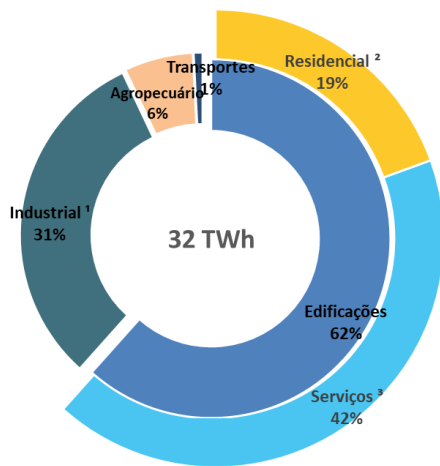
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

(4) Inclui serviços públicos.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam

cerca de 32 TWh em 2031 (4% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a quase a potência da Usina de Itaipu (parte Brasileira). Quando consideradas as edificações e serviços públicos, aponta-se que representam 62% dos ganhos de eficiência elétrica, mostrando sua importância no que tange às políticas públicas de eficiência energética. O setor industrial contribui com 31% para os ganhos de eficiência elétrica.

Gráfico 9 - 3: Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2031 (% do ganho total)



Notas: (1) Inclui setor energético.
 (2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.
 (3) Inclui serviços públicos.

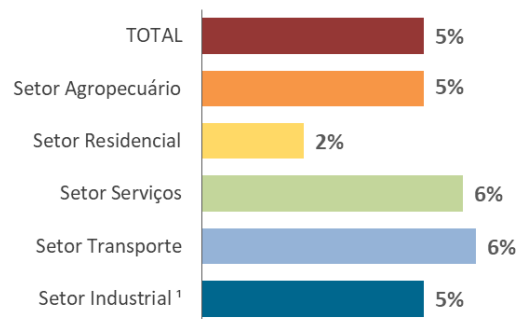
Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 14,5 milhões de tep no ano de 2031 (5,5% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 290 mil barris por dia, ou aproximadamente 10% do petróleo produzido no país em 2020.

Ao se avaliar a contribuição dos ganhos de eficiência energética dentro dos setores de consumo

final, por sua vez, totalizam-se ganhos totais de eficiência energética (eletricidade e combustíveis) da ordem de 5% em 2031, sendo os maiores percentuais observados nos setores de transportes e serviços (que engloba o comércio e setor público) (**Gráfico 9 - 4**).

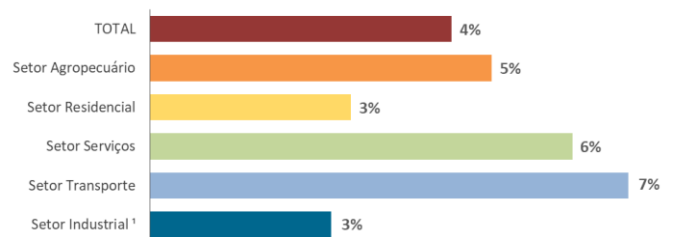
Sob o ponto de vista da eficiência elétrica, também, destacam-se os setores de serviços e de transportes, sendo este último com montantes em torno de 262 GWh no ano de 2031 (**Gráfico 9 - 5**). As tendências setoriais serão melhor explicitadas nos itens a seguir.

Gráfico 9 - 4: Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor)



Nota: (1) Inclui setor energético.

Gráfico 9 - 5: Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor)



Nota: (1) Inclui setor energético

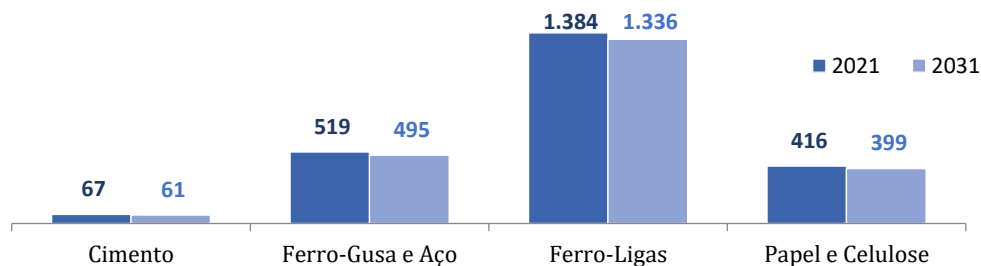
SETOR INDUSTRIAL

No horizonte do PDE 2031, estima-se que os ganhos de eficiência energética na indústria brasileira⁹¹ permitam uma economia de cerca de 5% de seu consumo energético total em 2031, o que equivale a evitar o consumo de aproximadamente 7,6 milhões de tep, comparável ao consumo total de derivados de petróleo (que inclui óleo diesel, óleo combustível, GLP e querosene) para uso térmico observado na indústria em 2020. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência elétrica contribuam na redução de 3% em 2031, ou cerca de 10 TWh, equivalente ao consumo elétrico observado nas indústrias cimento e de cerâmicas somados em 2020.

A contribuição da eficiência energética inclui uma combinação entre mecanismos de políticas

existentes incidentes sobre a indústria brasileira, como também ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como *retrofit* de instalações, novas unidades industriais, mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*), e ações de gestão de uso de energia, entre outros. No **Gráfico 9 - 6** é ilustrada a evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados, com destaque para o segmento de cimento, que apresenta redução de 8% deste indicador.

Gráfico 9 - 6: Setor industrial: consumo específico de energia (tep/10³ t)



Fonte: Elaboração própria.

A eficiência energética também pode ser calculada com a metodologia do ODEX⁹², utilizada no Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2020 (EPE, 2021). O cálculo considera a variação anual do consumo específico ou da intensidade energética de

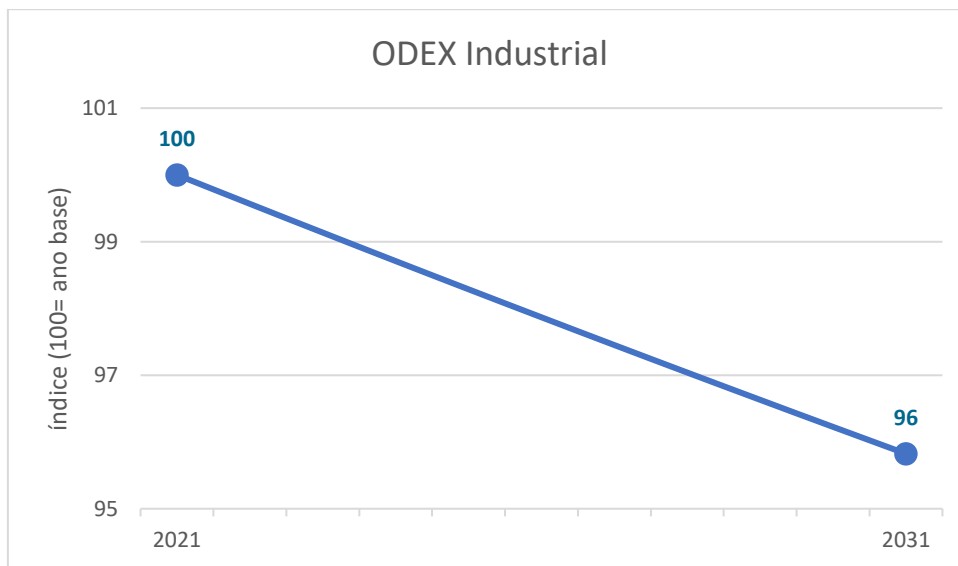
cada segmento e pondera pela participação de cada um no consumo. O **Gráfico 9 - 7** apresenta a variação da eficiência industrial, que atinge cerca de 4% de ganhos em 2031.

⁹¹ Inclui setor energético.

⁹² 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.

Gráfico 9 - 7: ODEX industrial: indicador de eficiência energética



Nota: não inclui setor energético

Box 9 - 2: Análise de impacto da proposta do PDEF no setor industrial

No âmbito do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, implementado pela Eletrobras, contratou-se estudo para a elaboração de proposta para um Plano Decenal de Eficiência Energética – PDEf. O trabalho foi realizado pela empresa de consultoria iX - Estudos e Projetos, na vigência do 2º Plano de Aplicação de Recursos do PROCEL (PAR PROCEL 2018).

Para o setor industrial, o estudo avaliou políticas existentes e propôs novos mecanismos. Com o aprimoramento das políticas existentes e a aplicação dos novos mecanismos propostos, estima-se que a eficiência do setor industrial poderia aumentar cerca de 1,8% p.p., equivalente a 3 milhões de tep em 2031 (energia total) e 10 TWh (energia elétrica).

Eficiência em 2031 – Indústria	PDE 2031	PDEf*	PDE + PDEf*
Eficiência elétrica (TWh)	2,9%	2,5%	5,4%
Eficiência combustíveis (milhões tep)	5,5%	1,6%	7,1%
Eficiência total (milhões tep)	5,0%	1,8%	6,8%

Fonte: Elaboração própria – valores estimados

Para o cálculo desta estimativa, foram realizadas as seguintes adaptações no cálculo do potencial:

- Adequação às premissas do PDE 2031;
- Inclusão do setor energético;
- Separação dos ganhos dos programas vigentes em ganhos previstos e melhorias propostas – o primeiro já está no cenário PDE, o segundo entra como PDEf;
- Consideração dos ganhos a partir do ano base (2021), conforme metodologia do PDE.
- Consideração da economia de energia acumulada, em alinhamento ao PDE;
- Para índices mínimos/PBE/Selo PROCEL, utilização da estimativa EPE/Mitsidi (adaptada ao PDE 2031), por equipamento;
- Para redes de eficiência energética, cálculo do potencial a partir da estimativa EPE/Mitsidi, bottom-up (considera número de redes, número de empresas por rede, porte das empresas, % economia por rede e consumo médio);
- Consideração de que a redução de consumo promovida pelos projetos do PEE/ANEEL permanece por 5 anos;

Box 9 - 2: Análise de impacto da proposta do PDEF no setor industrial

- No caso de leilões descentralizados, consideração apenas da eficiência elétrica.

Os maiores ganhos de conservação de energia estão na adoção de metas para energointensivos, realização de leilões centralizados de eficiência energética e estabelecimento de obrigações para não energointensivos.

A seguir é apresentado um resumo das medidas propostas no trabalho, considerando o aprimoramento das políticas existentes e a implementação de novas políticas e mecanismos para promoção da eficiência energética no setor industrial:

- PROCEL Indústria e Acordos Voluntários: Expansão do Programa Aliança, com ampliação da equipe técnica e instituições executoras e redução do sigilo;
- Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - PEE/ANEEL: Alterações nos Procedimento do Programa de Eficiência Energética (Propee), para fomentar investimentos no setor industrial e incluir gestão de energia e mudanças regulatórias;
- Etiquetagem e índices mínimos: avaliar a inclusão no PBE e a definição de índices mínimos de eficiência energética para outros equipamentos representativos, como ventiladores industriais, bombas hidráulicas, compressores e balcões frigoríficos; promover a certificação de sistemas motrizes; e adotar normalização para medição de grandezas mecânicas;
- Leilões de eficiência energética: estruturação e implementação de leilões centralizados e descentralizados;
- Metas mandatárias para energointensivos e certificados brancos: definição de metas de conservação, estabelecimento da figura do gerente de energia, desenvolvimento de sistema de gestão de energia e emissão de certificados brancos;
- Obrigações para não energointensivos: estabelecimento da figura dos gerentes de energia e obrigatoriedade da realização de diagnósticos energéticos;
- Acordos voluntários e Redes de Aprendizagem de Eficiência Energética: desenvolvimento de novo programa, voltado para empresas de pequeno e médio porte;
- Sistema de Informações: desenvolvimento de sistema de informações sobre eficiência energética público e atualizado, a fim de eduzir barreiras de informação.

Deve-se destacar que o estudo elaborado no âmbito do PROCEL é de cunho propositivo, e que a efetiva implementação das medidas propostas dependem de avaliação e discussão pelas instituições públicas e privadas competentes.

EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS

As edificações residenciais, comerciais e os prédios públicos, em 2020 representaram cerca de 46% do consumo de eletricidade e 15% da energia total do País, que considera a eletricidade e os combustíveis. Adicionando-se as parcelas relativas

aos serviços públicos (iluminação pública, água, esgoto e saneamento), o agregado passa a responder por 51% da eletricidade e 16% da energia total do País em 2020, segundo dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2021).

RESIDENCIAIS

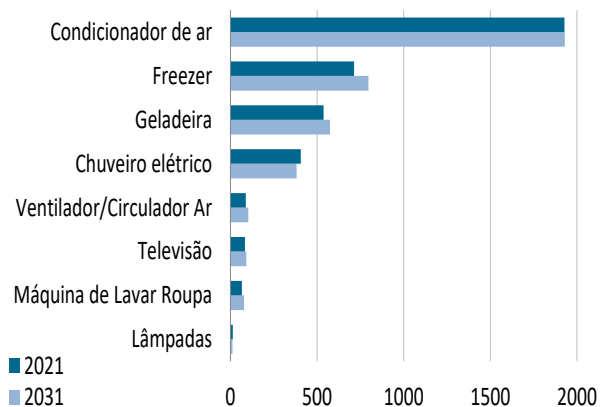
A eletricidade, o GLP, o gás natural, a lenha e o carvão vegetal são as principais fontes de energia usadas nas residências brasileiras. Por sua predominância nos domicílios, a energia elétrica

poderá contribuir sobremaneira para os ganhos de eficiência energética entre 2021 e 2031.

Os equipamentos mais modernos comprados pela população ao longo do período, que integrarão o estoque nacional, possivelmente exibirão maior eficiência do que aqueles já em uso no parque, como consequência da regulação, de políticas de promoção à eficiência energética e do desenvolvimento tecnológico induzido pelo mercado. Por isso, a introdução de novos equipamentos, seja primeira compra ou reposição, e o sucateamento de unidades inutilizadas ou no fim da sua vida útil serão vetores de redução do consumo médio residencial de eletricidade.

Por outro lado, em razão do progresso da renda das famílias admitido como premissa no cenário adotado, entre outras causas, espera-se que os equipamentos sejam mais utilizados dentro dos domicílios ao longo dos anos, ou seja, seus hábitos de uso ora reprimidos, principalmente por famílias mais desfavorecidas, possam crescer em termos das horas de utilização nos dias e do número de dias no ano. Por exemplo, cálculos da EPE utilizando dados coletados na Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos - PPH 2019 (PROCEL/ELETOBRAS) estimam que, na média, as máquinas de lavar roupas foram utilizadas, em média, em 110 dias em 2019, o que representa aproximadamente uma vez a cada três semanas. Sendo assim, incorporando todos estes efeitos, o consumo médio residencial de eletricidade dos principais equipamentos usados nas habitações do país estão mostrados no **Gráfico 9 - 8**.

Gráfico 9 - 8: Consumo médio residencial de energia elétrica por equipamento (KWh/ano/equipamento)



A penetração de dispositivos mais eficientes pode ser resultado de decisões autônomas dos agentes de mercado, decorrentes da própria dinâmica e da competitividade da indústria, como também da análise custo-benefício realizada pelos consumidores. Da mesma forma, podem gerar efeitos ao longo do tempo as políticas de indução à eficiência energética de equipamentos implementadas pelo Governo Federal, em parceria com todos os *stakeholders* envolvidos. Estas iniciativas são executadas no Brasil desde 1984, com a criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que criou etiquetas comparativas do desempenho energético de equipamentos, propiciando uma educação ao consumidor e estimulando a fabricação de produtos com maior nível de eficiência pela indústria. De acordo com o INMETRO, o PBE⁹³ possui atualmente 38 programas que envolvem diferentes tipos de produtos, desde condicionadores de ar e refrigeradores até edificações e veículos leves. 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.

A partir da Lei nº 10.295/2001, conhecida como Lei de Eficiência Energética, o INMETRO, que

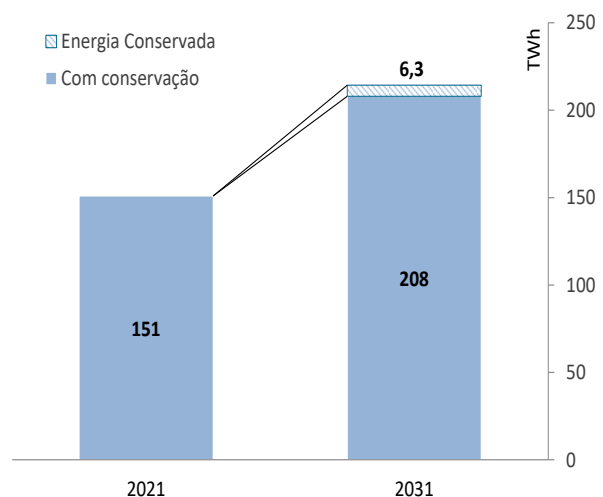
⁹³ Mais informações em: https://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/folder_pbe.pdf

estabelecia de forma voluntária programas de etiquetagem, passou a avaliar de maneira compulsória a eficiência energética de equipamentos fabricados ou comercializados no país. Em 2007, por exemplo, foi publicada a Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC N° 364, primeira regulamentação de índices mínimos de eficiência energética para condicionadores de ar, revisada em 2011 pela Portaria Interministerial N° 323 e em 2018 pela Portaria Interministerial N° 2. Com a publicação dessas regulamentações, a avaliação da conformidade dos condicionadores passou a ser feita de forma compulsória pelo INMETRO. Em 2020, por meio da Portaria Inmetro nº 234, foi realizado o aperfeiçoamento parcial dos requisitos de avaliação da conformidade para condicionadores de ar, com o estabelecimento de novo índice de desempenho para esses equipamentos e a reclassificação das categorias de eficiência energética. Para acompanhar este movimento, o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE, implementador da Lei de Eficiência Energética, está promovendo a revisão dos índices mínimos de eficiência energética definidos pela Portaria Interministerial nº 02, de 2018, sendo que a proposta de novo programa de metas está em consulta pública. O mesmo aconteceu com os refrigeradores e congeladores de uso residencial. Com a publicação da Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC nº 362, de 2007, revisada posteriormente pelas Portarias Interministeriais nº 326, de 2011, e nº 01, de 2018, a avaliação da conformidade de refrigeradores quanto à eficiência energética passou a ser compulsória. Recentemente, em 2021, por meio da Portaria Inmetro nº 332, o Instituto promoveu o aperfeiçoamento parcial dos requisitos de avaliação da conformidade dos refrigeradores e semelhantes, incluindo a reclassificação das categorias de eficiência energética. Também nesse caso, o CGIEE já solicitou a elaboração de estudos de avaliação de impacto regulatório para se promover a revisão da Portaria Interministerial 01, de 2018, e estabelecer novos índices máximos de consumo energético para refrigeradores e congeladores.

Neste contexto, estima-se que os ganhos de eficiência no uso de energia elétrica nas habitações

brasileiras poderão atingir cerca de 6,3 TWh em 2031, correspondente a 3% 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 horizonte decenal podem acelerar o avanço desses ganhos de eficiência. Ademais, estímulos adicionais associados aos domicílios, como as revisões recentes nas normas de desempenho de construções prediais (ABNT NBR 15.220 – Desempenho Térmico de Edificações e ABNT NBR 15.575 – Edificações Habitacionais - Desempenho) e as políticas de etiquetagem dos edifícios, incentivadas por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações (PBE Edifica) e pelo Selo PROCEL Edifica, podem contribuir para a redução da demanda residencial de energia e, por conseguinte, nas emissões associadas.

Gráfico 9 - 9: Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)



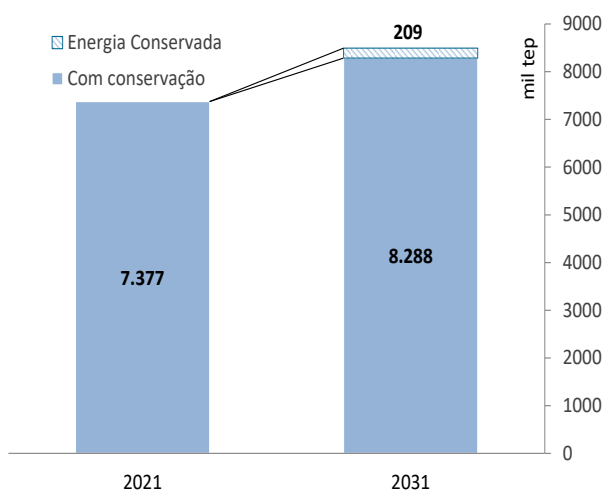
Com relação às demais fontes de energia utilizadas nos domicílios, o GLP e o gás natural também possuem oportunidades de ganhos de eficiência energética no horizonte do PDE 2031, predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água para banho. No primeiro caso, espera-se tanto a redução do consumo específico dos fornos e fogões em função do aumento do rendimento médio dos queimadores (sujeitos à etiquetagem compulsória), quanto a substituição de fontes pouco eficientes (biomassas tradicionais) por outras mais modernas (GLP e gás natural).

Em sentido oposto, o progresso das condições econômicas das famílias no horizonte decenal poderá aumentar a demanda por alimentos que necessitam de maior quantidade de energia no seu preparo, como as carnes, o que, provavelmente, levará, pelo efeito atividade, ao crescimento do consumo de combustíveis, compensando os ganhos de eficiência (efeito intensidade) dos equipamentos de cocção.

Com relação ao aquecimento de água para banho, 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) deslocando eletricidade. Os padrões de qualidade dos coletores e reservatórios já são normalizados pelo PBE. Sendo assim, estima-se que os ganhos de eficiência no uso de GLP e gás natural nas habitações brasileiras poderá atingir por volta de 209 mil tep em 2031, correspondente a 2,5% do consumo residencial destes combustíveis no mesmo ano (**Gráfico 9 - 10**).

Outra contribuição importante para a sistematização e planejamento da eficiência energética nas residências do país pode vir da publicação do primeiro Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), cujo objetivo é ser um plano estratégico de ações de longo prazo para o uso eficiente da energia em diversos setores da sociedade. Os estudos iniciais para o PDEf, feitos como base na economia de energia apresentada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, foram realizados com recursos do 2º Plano de Aplicação de Recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL (PAR PROCEL 2018), em acordo com a governança do Programa estabelecida pela Lei nº 13.280, de 2016, e estão disponibilizados no endereço eletrônico⁹⁴ do PROCEL/ELETRORBRAS desde o início de 2021. Os resultados deste trabalho resultaram em onze produtos que contemplam análises e propostas de aperfeiçoamento dos mecanismos de eficiência já existentes hoje no país e recomendações de criação de programas novos, com ações transversais e setoriais em segmentos nacionais relevantes, como Edificações, Indústria, Poder Público, Transportes e Agronegócio. Entre as próximas etapas de elaboração do produto, estão previstas discussões com agentes do setor, consulta pública, revisão e consolidação das contribuições recebidas e formatação da publicação para posterior divulgação.

Gráfico 9 - 10: Consumo de GLP e GN nas residências (mil tep)



⁹⁴ Disponível em:

<https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx>

COMERCIAIS E PÚBLICAS

O setor de serviços considera as edificações comerciais e públicas além dos serviços públicos de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. A representatividade deste setor frente ao consumo final energético do país é de 7%, segundo dados do BEN (EPE, 2021). Entretanto, restringindo a análise somente à energia elétrica, tal representatividade passa para aproximadamente um quarto (24%) de toda eletricidade demandada no Brasil, configurando-se como um setor de significativa relevância na matriz de consumo elétrica.

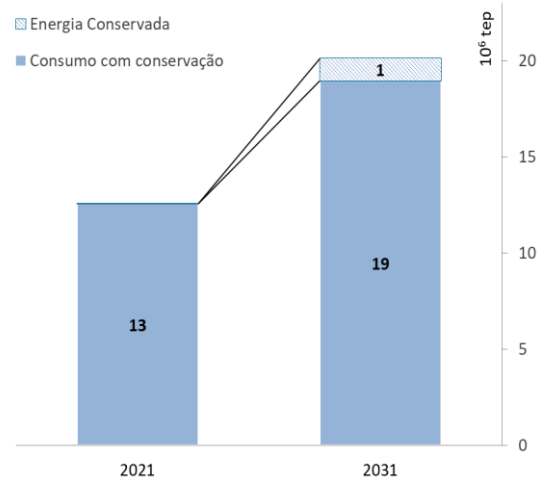
Isto ocorre pelo fato do uso majoritariamente elétrico para o provimento dos serviços energéticos do setor, tais como iluminação, força motriz e refrigeração. A eletricidade concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5%, e 1% de participação para cada um dos seguintes combustíveis: gás natural, lenha e carvão vegetal.

A projeção de ganhos de eficiência no setor de serviços, considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6% do consumo projetado em 2031, reduzindo o consumo final em aproximadamente 1,2 milhões de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente o consumo ao segmento de ferro-ligas no ano de 2020 (EPE, 2021).

Para as projeções realizadas, foi possível estimar os ganhos de eficiência elétrica no setor de serviços partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do Balanço de Energia Útil - BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas de eficiência energética vigentes. Neste PDE, foi utilizada metodologia que parte dos dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015⁹⁵.

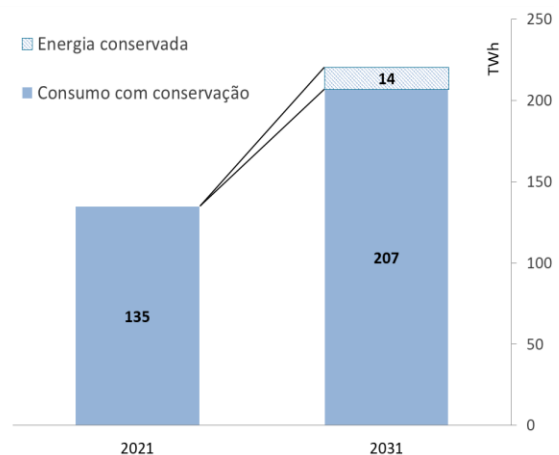
⁹⁵ Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco

Gráfico 9 - 11: Setor de serviços: consumo de energia e ganhos de eficiência



A energia elétrica economizada foi calculada em 6% do consumo projetado em 2031, reduzindo o consumo final em aproximadamente 13,6 TWh nesse ano, que equivale a 11% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização no ano de 2020 (EPE, 2021).

Gráfico 9 - 12: Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



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>

Box 9 - 3: Análise de impacto de medidas adicionais de eficiência elétrica em edificações

Esse Box avalia os ganhos das políticas adicionais propostas no estudo para a elaboração de proposta para um Plano Decenal de Eficiência Energética – PDEf, realizado pela empresa de consultoria iX - Estudos e Projetos, no âmbito do Programa PROCEL/Eletrobras (2021). O produto 3 deste trabalho apresenta propostas de novas ações transversais e as projeções de economias de energia elétrica para essas políticas. Esse BOx analisa as políticas e medidas propostas para os setores residencial e de serviços. A seguir é apresentado um resumo das propostas do estudo da Eletrobras e a projeção da EPE para adequação ao período até 2031:

Tabela 9 - 2: Economia de Eletricidade para os Setores Residencial e Setor de Serviços

Políticas e Mecanismos Transversais Adicionais (TWh)								
Ano	Setor Residencial			Setor de Serviços				
	Economia	LEE	EED	Economia	LEE	AV	MCB	EED
2029	3,3	2,0	1,3	5,5	3,4	0,8	0,8	0,5
2030	3,7	2,2	1,5	6,1	3,8	0,9	0,9	0,5
2031	4,1	2,5	1,6	6,8	4,2	1,0	1,0	0,6

Nota: Projeções estimadas para os anos de 2030 e 2031, com base no projetado 2019-2029 nos estudos para o PDEf. Para maiores informações link: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx>
 LEE – Leilão de Eficiência Energética; EED - Eficiência energética digital; AV- Acordo Voluntário; MCB - Mercado de Certificado Branco.

As propostas no estudo do PROCEL/Eletrobras (2021) para as políticas transversais adicionais para as edificações residenciais e para o setor de serviços poderão adicionar 10,8 TWh no ano de 2031 em relação aos ganhos de eficiência apontados no PDE 2031, no qual são considerados os ganhos das políticas vigentes, além dos ganhos autônomos, totalizando 30,8 TWh, conforme a tabela abaixo.

Tabela 9 - 3: Ganhos Adicionais de Eletricidade em Edificações

Setor Residencial e Serviços ¹ em 2031	PDE 2031	PDEf Políticas Adicionais	PDE 2031 + PDEf
Eficiência elétrica (TWh)	19,9	10,8	30,8

Fonte: Elaboração própria – valores preliminares

Nota: ¹ O Setor de serviços inclui iluminação pública e saneamento, de acordo com a abertura do BEN.

A política de leilões de eficiência, centralizados e descentralizados, apontada pelo estudo do PROCEL/Eletrobras, apresenta ganhos iniciais em 2023. Em 2031 essa política atinge uma economia adicional de 6,6 TWh, que representa 61% dos ganhos adicionais.

Ressalta-se que as propostas ainda serão avaliadas e discutidas antes da elaboração do PDEf.

SETOR DE 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 de passageiros. Estima-se um aumento da atividade do transporte de cargas, entre 2021 e 2031, de 3,4% ao ano, e da atividade do transporte de passageiros de 5,4% ao ano. Ainda que a demanda por transporte esteja crescendo de forma considerável, projeta-se um crescimento da demanda energética do transporte de apenas 2,5% ao ano.

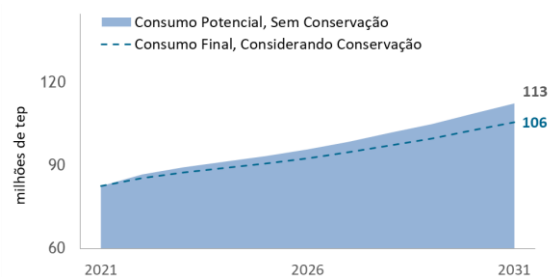
Neste contexto, ressalta-se a importância da eficiência do setor transportes para a segurança energética do País. Assim, no que tange à eficiência energética, consideram-se melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias e mudanças culturais no uso do transporte individual, que afetam 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 a substituição da movimentação de carga pelo modo rodoviário para os modos ferroviário e aquaviário. Enquanto a hibridização de um veículo individual tem o potencial de aumentar a eficiência energética dessa atividade de transporte em 30% (IEA, 2021⁹⁶), a migração do transporte individual para o transporte metro-

ferroviário pode reduzir a intensidade energética desse deslocamento individual em 80%.

Para estimar o impacto de novas tecnologias, como melhorias em novos equipamentos e veículos, aplica-se metodologia que considera nulo o ganho de eficiência previamente projetado 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 esperado em 2021, projeta-se que a demanda energética dos transportes deve elevar-se de 83 milhões de tep em 2021 para 113 milhões de tep em 2031, valor 7% superior à demanda energética previamente projetada com conservação (106 milhões de tep), conforme **Gráfico 9 - 13**.

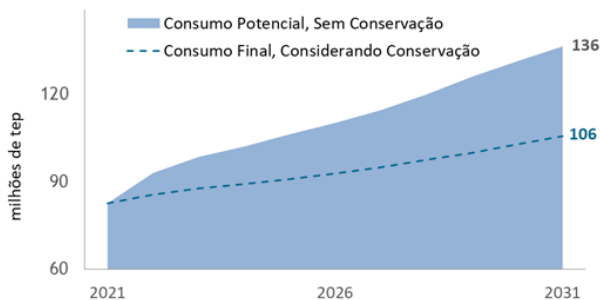
Gráfico 9 - 13: Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais



Para estimar os ganhos de eficiência sistêmicos, fixou-se a intensidade energética dos segmentos de cargas e de passageiros em valor igual ao valor obtido no ano de 2021, 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 136 milhões de tep em 2031, valor 29% superior ao obtido anteriormente, conforme **Gráfico 9 - 14**.

⁹⁶ Disponível em: <https://www.iea.org/reports/fuel-economy-in-major-car-markets#country-database>

Gráfico 9 - 14: Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência sistêmicos



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

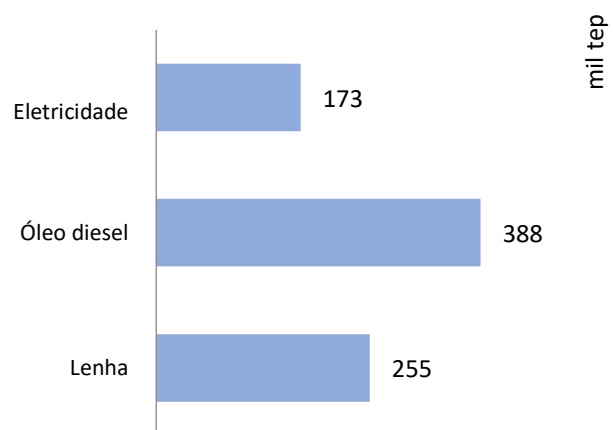
intensidade do sistema como um todo, permitindo uma aceleração da transferência para modos menos energia-intensivos, como o ferroviário e aquaviário, mais apropriados para longas distâncias, em detrimento do rodoviário, adequado para pequenas distâncias.

Os aspectos citados anteriormente foram considerados no cenário referencial do PDE 2031. Destaca-se, contudo, que maiores investimentos em infraestrutura, aliados a programas governamentais, que promovam o sucateamento de frotas antigas, 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 demanda por 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.

SETOR DE AGROPECUÁRIA

Enquanto os ganhos de eficiência se concentram nos energéticos mais relevantes (óleo diesel, lenha e eletricidade) e resultam em 5,1% ou 819 mil tep de economia de energia em 2031, a evolução da demanda no setor agropecuário varia pouco ao longo do horizonte do PDE 2031, com um crescimento médio de 1,4%.

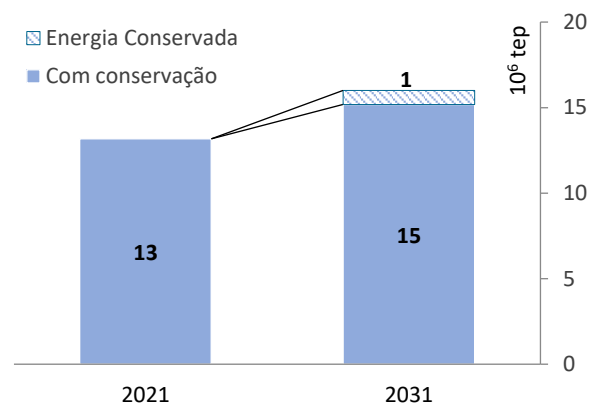
Gráfico 9 - 15: Setor agropecuário: Ganhos de eficiência por fonte em 2031 (mil tep)



Nota: GLP e Carvão Vegetal com 1 ktep cada.

Entre eles, o maior potencial está associado a lenha, entretanto a maior parcela da contribuição da eficiência energética em termos absolutos está associada ao diesel e à eficientização dos motores à combustão interna. Em sequência, vêm os ganhos relacionados ao uso de motores elétricos em máquinas e equipamentos e de sistemas de bombeamento para a irrigação mais eficientes ampliando a conservação de eletricidade (**Gráfico 9 - 16**).

Gráfico 9 - 16: Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



9.3 Micro e Minigeração Distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com 2,5 GW instalados, superando os números de todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada. Em 2021, a modalidade de MMGD continua se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 6 GW no primeiro semestre do ano.

A qualidade dos recursos energéticos nacionais, as elevadas tarifas finais de eletricidade e um modelo de compensação de créditos extremamente 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.

O grande volume de instalações recentes acionou um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais definidas na Resolução Normativa ANEEL REN nº 482, de 2012, que regulamenta a MMGD no país. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador distribuído, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não

reduza os dois custos, dado que ele continua fazendo uso da rede. Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores do Sistema Interligado Nacional, através de aumentos na tarifa. Portanto, o modelo de compensação integral, em conjunto com o uso de tarifas monômias, conforme previsto em sua criação, estimularia o desenvolvimento e, então, deveria passar por um processo de revisão.

Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da MMGD está ocorrendo em diversos países, e não apenas no Brasil. Diversos países reduziram ou extinguíram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede (por exemplo, Alemanha, Austrália, Japão e Reino Unido). Outros países aumentaram a cobrança fixa da tarifa (Nevada – EUA), implementaram uma taxa anual aos geradores (Bélgica) ou passaram a cobrar uma tarifa dinâmica dos consumidores com GD (Califórnia – EUA). Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações regulatórias estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de demais recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma eficiente (Castro e Dantas, 2018).

O mecanismo de compensação de energia no Brasil estava sendo revisto pela ANEEL em 2019. No entanto, com o acaloramento do debate ao redor do tema, a agenda principal foi interrompida e a definição das regras para a MMGD no País foi transferida para o Poder Legislativo.

Diante desse cenário, no final de 2020, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apresentou as seguintes diretrizes para a formulação e implementação de políticas públicas voltadas à Micro e Minigeração Distribuída no Brasil:

- I. Acesso não discriminatório às redes das distribuidoras;
- II. Segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem MMGD;
- III. Alocação dos custos de uso da rede e dos encargos, considerando os benefícios da MMGD;
- IV. Transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública;
- V. Gradualidade na transição das regras.

A partir das diretrizes do CNPE, em agosto de 2021 foi aprovado na Câmara dos Deputados por quase unanimidade o substitutivo do Projeto de Lei (PL) 5829/2019 que cria o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída. Após passar pelo Senado e sanção presidencial, o PL virou a Lei n. 14.300, de 06 de janeiro de 2022, e manteve praticamente a redação do PL aprovado anteriormente na Câmara. Este PDE considera as alterações trazidas pela Lei n. 14.300 de 2022 nas suas projeções de MMGD.

Alterações trazidas pela Lei n. 14.300 de 2022

Além de dar mais segurança jurídica aos investidores, a Lei trouxe uma série de alterações no Modelo de Compensação de Energia Elétrica estabelecido pela REN 482/2012. Dentre as alterações, destacam-se:

- 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, embora não haja metas e o plano seja estabelecido pelas distribuidoras;
- 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 protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei continuam valendo as regras de compensação de todas as componentes tarifárias (regra atual) até 2045. Adicionalmente, 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 protocolarem a solicitação a partir do 12º mês, valem as regras

apresentadas na **Tabela 9 - 4**. Considerando a publicação da Lei no início de 2022, as novas regras entram em vigor, portanto, a partir de 2023.

Tabela 9 - 4: Regras de compensação da geração injetada na rede por MMGD - Lei n. 14.300 de 2022

	2023 a 2028 ¹		A partir de 2029	
	Regra Geral	Mini GD > 500 kW ²	Regra Geral	Mini GD > 500 kW ²
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 do CNPE e contribuições da sociedade.	
TUSD Transmissão	-	40%		
Encargos P&D, PEE e TFSEE	-	100%		
Demais Encargos	-	-		
TUSD Perdas	-	-		
TE Outros	-	-		
TE Energia	-	-	-	-
Tipo Cobrança Demanda Grupo A³	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg

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. Atualmente é cobrada TUSDd (demanda).

A Lei n. 14.300 de 2022 traz luz sobre o provável cenário regulatório para a MMGD. No entanto, ainda há incertezas relacionadas com a remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029, decorrentes do cálculo de benefícios da MMGD para o setor elétrico. Essa definição deve ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei.

Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, sua definição deve influenciar os investimentos ao longo da década pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos.

Dada a incerteza relacionada a montante de benefícios que serão calculados para a MMGD, foram modelados alguns cenários variando esse fator.

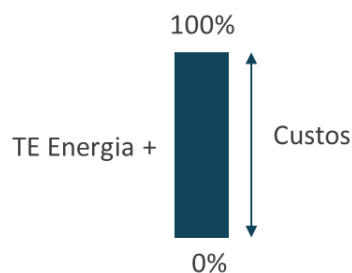
O *Cenário de Referência* para a expansão da MMGD no PDE 2031 considera somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029. Isso

implica que cerca de 50% dos custos (Encargos, Transmissão, Perdas e Outros) serão descontados através dos benefícios.

Nos cenários alternativos são simuladas remunerações distintas da energia injetada na rede. Desde TE Energia + 0% dos custos, que seria a menor remuneração, até TE Energia + 100% dos custos, que significaria a compensação original de 1 para 1.

Figura 9 - 1: Ilustração das sensibilidades avaliadas no PDE 2031 para a compensação de MMGD a partir de 2029

Remuneração pela injeção a partir de 2029:



Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMGD no PDE 2031. 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 nota metodológica publicada com o Plano⁹⁷.

Apesar da variedade dos cenários simulados, ressalta-se que outros fatores podem afetar as projeções. A revisão do modelo tarifário da baixa tensão, por exemplo, pode definir uma tarifa

multipartes para esse grupo de consumidores (envolvendo não só a componente energia), afetando a competitividade da MMGD. Atualmente, este tema está na agenda regulatória da ANEEL e também faz parte do Projeto de Lei 414/21 (antigo PLS 232), mas é incerta sua aplicação. O Programa de Energia Renovável Social, por outro lado, pode trazer novos investimentos em MMGD para atendimento de consumidores de baixa renda. No entanto, não está claro o interesse das distribuidoras no Programa e a escala a ser desenvolvida. Nesse sentido, neste PDE não foram simulados os efeitos desses dois fatores na difusão da MMGD. Adicionalmente, outras trajetórias de reajustes tarifários, evolução de renda per capita, custos dos equipamentos, por exemplo, não foram explorados nas sensibilidades.

Resultados

A **Tabela 9 - 5** resume os principais resultados para os cenários modelados. O **Gráfico 9 - 17** ilustra a evolução da capacidade instalada para cada cenário e na sequência é apresentado um detalhamento do cenário Referência.

Tabela 9 - 5: Resumo dos resultados de projeção para a MMGD

Cenários	Adotantes (2031) Milhões	Potência (2031) GW	Geração (2031) GW _{méd}	Investimentos (2022 a 2031) R\$ bilhões
TE + 100% C	5,0	47,0	10,6	168
TE + 60% C	4,3	39,0	8,2	129
Referência	4,2	37,2	7,2	122
TE + 40% C	4,0	34,7	6,9	109
TE + 20% C	3,6	30,5	5,6	88
TE + 10% C	3,4	28,7	5,2	80
TE + 0% C	3,2	27	4,8	73

⁹⁷https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf

Gráfico 9 - 17: Capacidade Instalada por Cenários

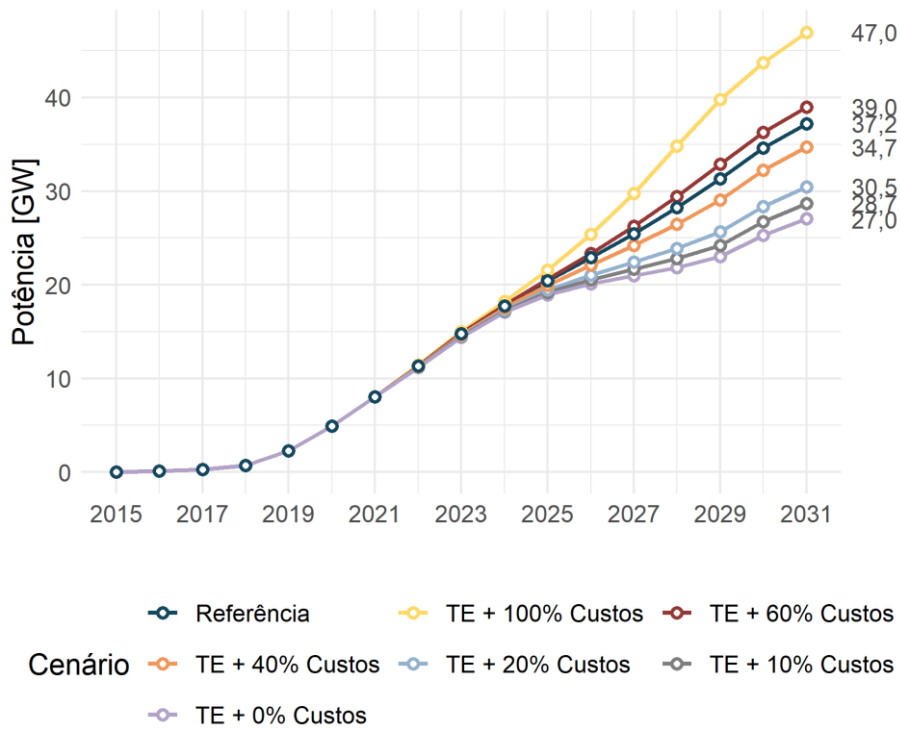


Gráfico 9 - 18: Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por fonte em 2031

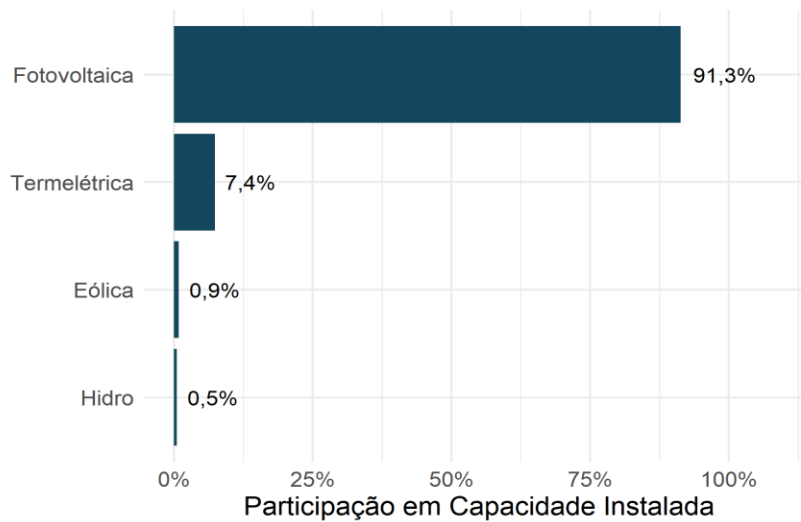
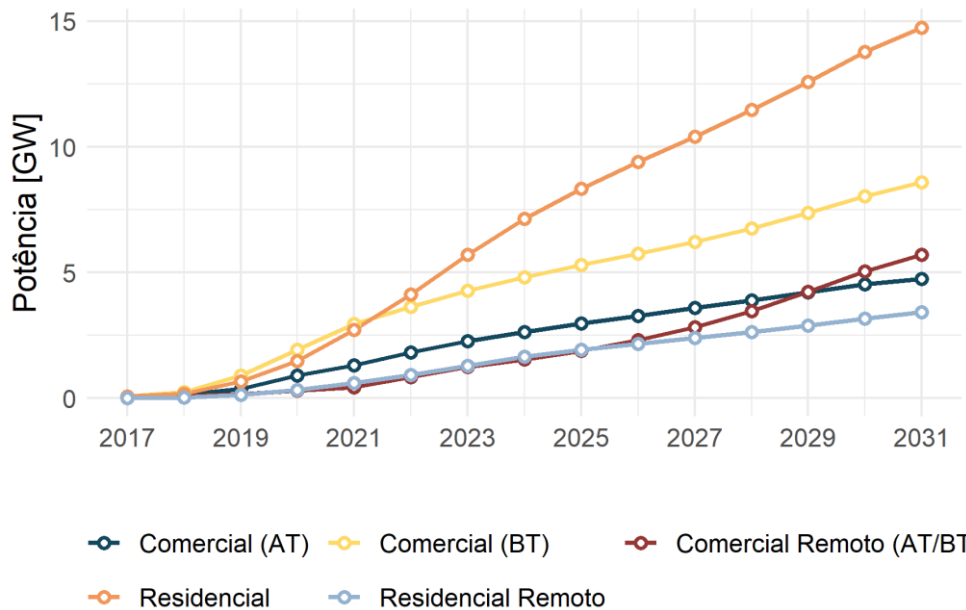


Gráfico 9 - 19: Distribuição da capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2031



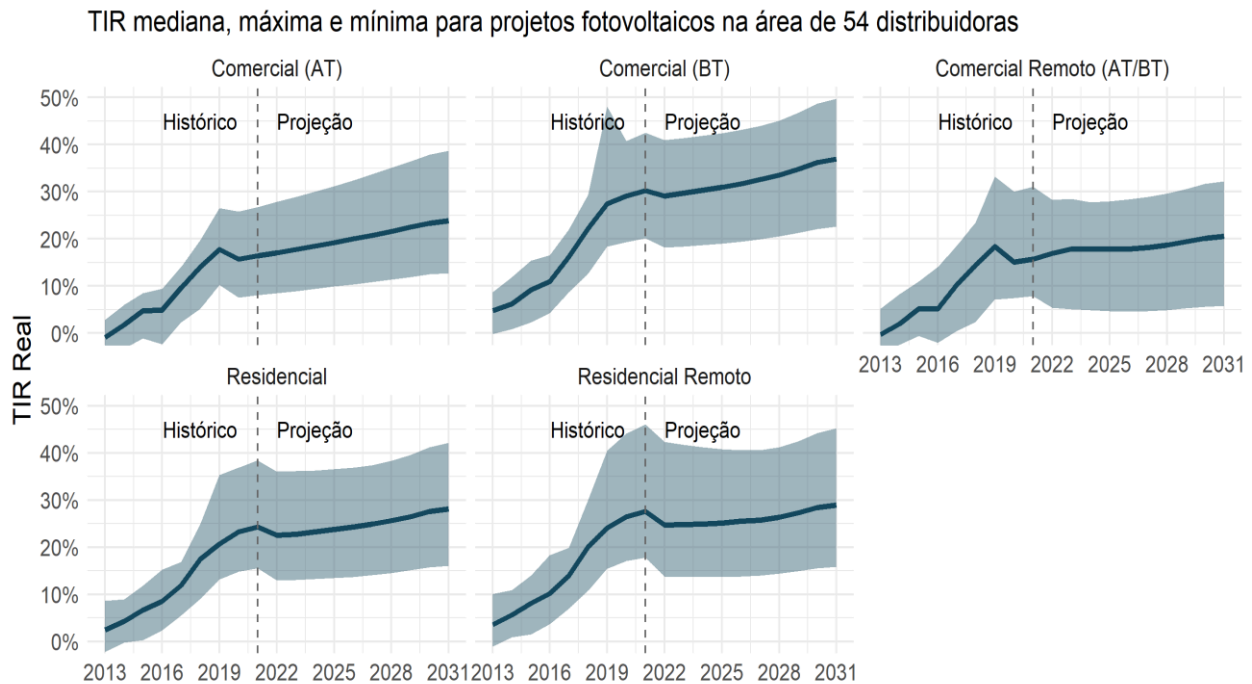
Como mostra o **Gráfico 9 - 19**, os cenários construídos apresentam uma ampla faixa para o resultado de capacidade instalada em 2031, que pode variar de 27 GW (cenário inferior) até 47 GW (cenário superior). Isso mostra como o cálculo dos benefícios pode influenciar o desenvolvimento do mercado de MMGD 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. Nesse cenário a capacidade instalada se multiplicaria por 5 entre 2020 e 2031.

O cenário Referência, adotado nesta edição do PDE como referência, é um cenário moderado, dentre as alternativas simuladas. Nesse cenário, em função do

pagamento pelo uso da rede de distribuição (TUSD Dist.), há uma redução inicial nas taxas internas de retorno dos investimentos. No entanto, como mostra o **Gráfico 9 - 20**, em função da redução da redução de custos da tecnologia ao longo da década, estima-se que as TIRs voltem e superem os patamares de 2021.

No caso do segmento Comercial Remoto alta tensão/baixa tensão (AT/BT), adicionalmente, há o potencial de se explorar outras fontes, além da fotovoltaica. Como mostra o Box 9.3, outras tecnologias podem apresentar custos menores que a fotovoltaica, ganhando espaço nesse segmento de mercado.

Gráfico 9 - 20: Histórico e projeção da TIR para diferentes tipologias de MMGD FV no cenário Referência



Notas: (i) Análise considera modelo de venda direta com 100% de capital próprio; (ii) valores para novos investimentos realizados em cada ano.

Box 9 - 4: Mini GD remota: Oportunidades em outras tecnologias

Observando o histórico de projetos de minigeração distribuída para autoconsumo remoto, observa-se uma predominância da tecnologia fotovoltaica. O ano de 2020 se encerrou com cerca de 80% da potência instalada acumulada oriunda dessa tecnologia. O restante se divide principalmente entre projetos hidrelétricos e de biomassa.

No entanto, com o intuito de diminuir a assimetria de informação, a EPE fez um estudo que demonstra haver oportunidades atrativas de investimento através de outras tecnologias, além da fotovoltaica. Além de biogás, CGH e eólica, que já têm histórico de desenvolvimento em GD, também foram simulados projetos de aproveitamento de calor de processo em cimenteiras (potencial estimado de 366 MW (Pinto, 2018)) e de gases de pirólise emitidos no processo de produção de carvão vegetal (potencial estimado em 644 MW (Leme et al., 2018)).

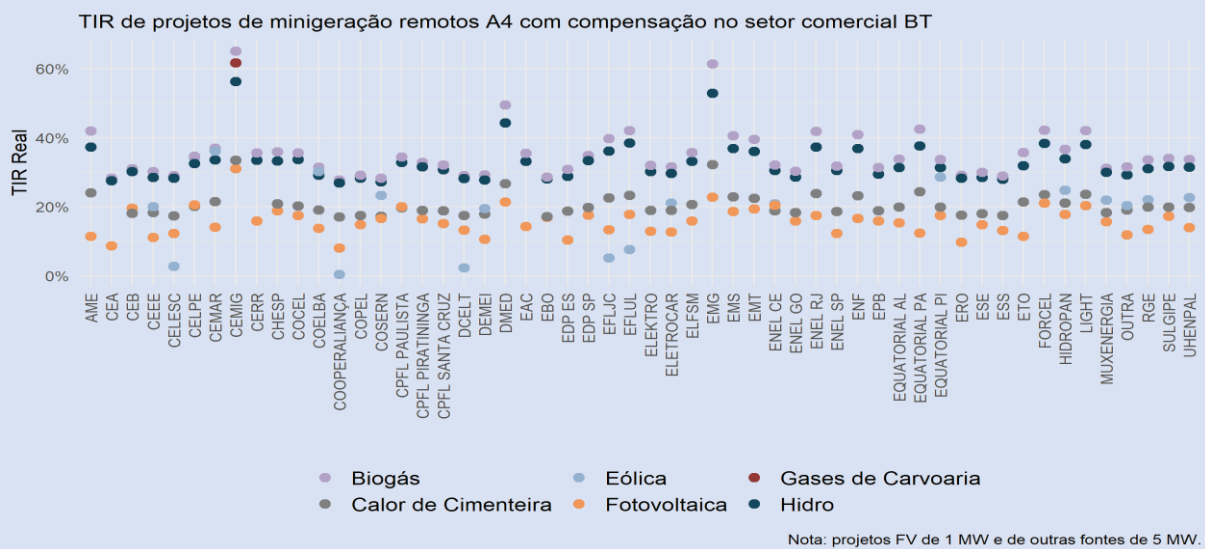
A análise considerou projetos instalados em uma nova unidade consumidora A4, pagando pela demanda contratada, e compensando os créditos em unidades comerciais B3. De forma conservadora, foi considerado o investimento com 100% de capital próprio. Para todas as tecnologias foi considerado um tempo de construção de 12 meses. Projetos eólicos, de gases de carvoaria e calor de cimenteira foram simulados somente em algumas UFs, em função da existência ou não de potencial técnico para a aplicação. Foram consideradas as regras da REN 482 vigentes em 2020. Os demais parâmetros de simulação se encontram na **Tabela 9 - 6**.

Box 9 - 4: Mini GD remota: Oportunidades em outras tecnologias

Tabela 9 - 6: Resumo dos parâmetros de cálculo para a TEQ da mini GD remota

Parâmetros principais	Unidade	Fotovoltaica	Biogás	CGH	Eólica	Gases de Carvoaria	Calor de Cimenteira
Fator de capacidade (FC)	%	18-24% (ca)	65%	49%	17-49%	90%	87,5%
Investimento inicial	R\$/kW	4.610	8.000	7.500	6.900	12.500	21.500
Custo de reforço da rede	R\$/kW	200	200	200	200	200	200
O&M Fixo	R\$/kW/ano	94	700	90	110	625	364
Vida útil	anos	25	15	30	20	20	30

Gráfico 9 - 21: TIR para projetos de Mini GD Remota



Como mostra o **Gráfico 9 - 21**, a fonte fotovoltaica possui, em geral, a menor TIR entre as tecnologias simuladas. Por outro lado, entende-se que outros fatores, além da viabilidade econômica, direcionam o interesse dos empresários para a energia solar, como: (a) recurso solar mais uniforme geograficamente, o que permite desenvolver projetos em diversos locais, podendo se adequar à infraestrutura de distribuição existente; (b) maior modularidade da tecnologia, o que facilita o dimensionamento para cada cliente; (c) maior capilaridade de empresas integradoras e fornecedores de equipamentos; (d) baixa necessidade de operação e manutenção frente às demais fontes, o que facilita a operação remota. De toda forma, a análise demonstra que há oportunidades na exploração de outras tecnologias via compensação remota.

9.4 Armazenamento Atrás do Medidor

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico. No Brasil, para o uso em unidades consumidoras, atrás-do-medidor, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro. Como referência, um sistema de baterias residencial ou comercial de íon-lítio custou em 2021, em média, aproximadamente R\$ 4.000/kWh. Contudo, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar as perspectivas para sua entrada no horizonte neste PDE.

Dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, se enxergam três possibilidades de uso principal para baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal, que serão discutidas em mais detalhes na sequência:

- i. Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída;
- ii. Deslocamento de consumo com Tarifa Branca;
- iii. Deslocamento de consumo com Tarifa A4.

Adicionalmente, foram avaliadas neste PDE duas formas de receita complementar pelo uso das baterias para se avaliar o impacto na viabilidade financeira do investimento:

- iv. Valoração do custo do déficit (ao proporcionar backup em momentos de blackout);
- v. Venda de créditos de carbono com a substituição de geração diesel no horário de ponta.

Tabela 9 - 7: 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	✓	✓ Avaliado no PDE	✓
Redução do pico da demanda			✓
Deslocamento do consumo		✓ Avaliado no PDE	✓ Avaliado no PDE
Aumento do autoconsumo da MMGD	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

SIMULAÇÕES

A EPE simulou a atratividade do investimento utilizando dados reais de consumo de 15 consumidores. Os dados em escala horária referente ao consumo de 2019 foram fornecidos pela empresa Sun Mobi através de um acordo com a EPE⁹⁸. Os dados foram tratados e normalizados de forma que todos os consumidores tivessem um consumo anual de 10.000 kWh. Assim, o objeto de interesse é a diferença no *perfil* de consumo entre os consumidores e não o seu valor absoluto. A simulação da operação horária dos sistemas e a

análise financeira de cada projeto foram feitas através do software *System Advisor Model* (SAM). Em todas as simulações, foi utilizada uma taxa de desconto real de 6% a.a. Mais detalhes da simulação são encontrados na **Tabela 9 - 8**.

⁹⁸ Ver mais em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/epe-faz-acordo-com-startup-sun-mobi-para-acesso-a-dados-de-consumo-de-energia.html>

Tabela 9 - 8: 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)
<i>Depth of Discharge (DoD)</i>	90%
OPEX	0,5% do CAPEX ao ano
CAPEX	500 a 4.000 R\$/kWh

Aplicação I: Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída

Atualmente, o modelo de compensação integral da energia injetada na rede (REN 482/2012) praticamente não oferece incentivos para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. No entanto, conforme discutido no capítulo de micro e minigeração distribuída (MMGD), há perspectivas de alteração no modelo de compensação de energia que criariam uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa de injeção de energia. Ou seja, haveria maior atratividade para quem consumisse imediatamente a energia gerada, ao invés de injetá-la na rede. Logo, as baterias teriam o papel de armazenar parte da energia gerada que seria injetada, para consumo posterior.

Na prática, as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se o custo do sistema, e em muitos momentos a capacidade é subutilizada. Por esse motivo, o dimensionamento não é trivial. A EPE simulou diferentes configurações de capacidade de potência e energia das baterias e apresenta na sequência os resultados para a configuração de melhor atratividade média: 4 kW/ 8 kWh.

Adicionalmente, cabe ressaltar que a Lei n. 14.300 de 2022 prevê uma transição gradual da alternativa 0 para 1 até 2029. Após 2029 não está definido o formato de compensação. De toda forma, isso indica que uma alternativa de compensação mais severa (o que beneficiaria o uso de baterias) ainda está longe de ocorrer.

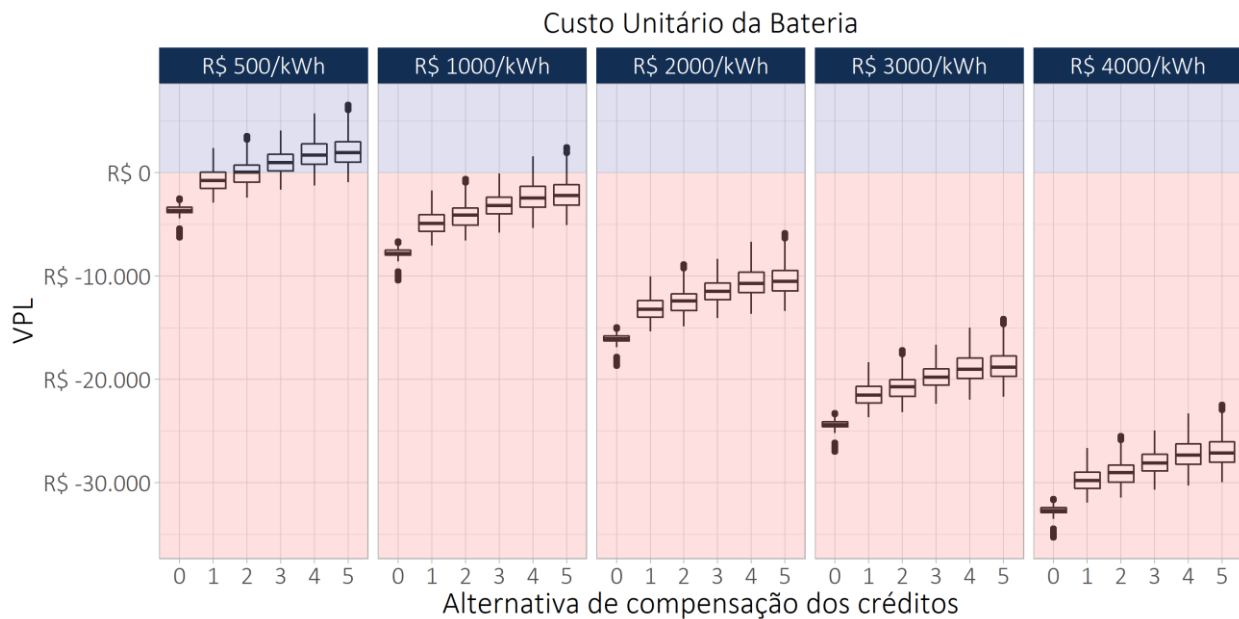
Em relação aos dados de irradiação e temperatura, foram utilizadas as informações da base MERRA-2 para 35 cidades representativas ao redor do Brasil, uma para cada distribuidora avaliada. Os resultados são apresentados na sequência.

Tabela 9 - 9: Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)

	TUSD Distrib.	TUSD. Transm.	TUSD Encargos	TUSD Perdas TE	Encargos	TE Energia	% da Tarifa Cheia
Alternativa 0							85%
Alternativa 1							62%
Alternativa 2							56%
Alternativa 3							48%
Alternativa 4							42%
Alternativa 5							41%

Nota: apesar da compensação de todas as componentes na Alternativa 0, o valor não é de 100% em função do pagamento do ICMS sobre as parcelas TUSD.

Gráfico 9 - 22: VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD para diferentes distribuidoras e clientes



Como era esperado, com menores tarifas de compensação, maior a atratividade de se investir em baterias. No entanto, somente a preços na faixa de R\$ 500/kWh que o investimento teria retorno positivo. Atualmente, o preço está na faixa de R\$ 4.000/kWh e, com base na literatura (Schmidt et al., 2019), se espera uma redução no preço de 8,3% a.a., o que levaria o preço para próximo de R\$ 1.700/kWh em 2031. Portanto, ainda estaria acima do necessário para a viabilidade. Caso seja aplicada a tarifa multipartes, esta viabilidade ficaria mais distante.

Aplicação II: Deslocamento de consumo com Tarifa Branca

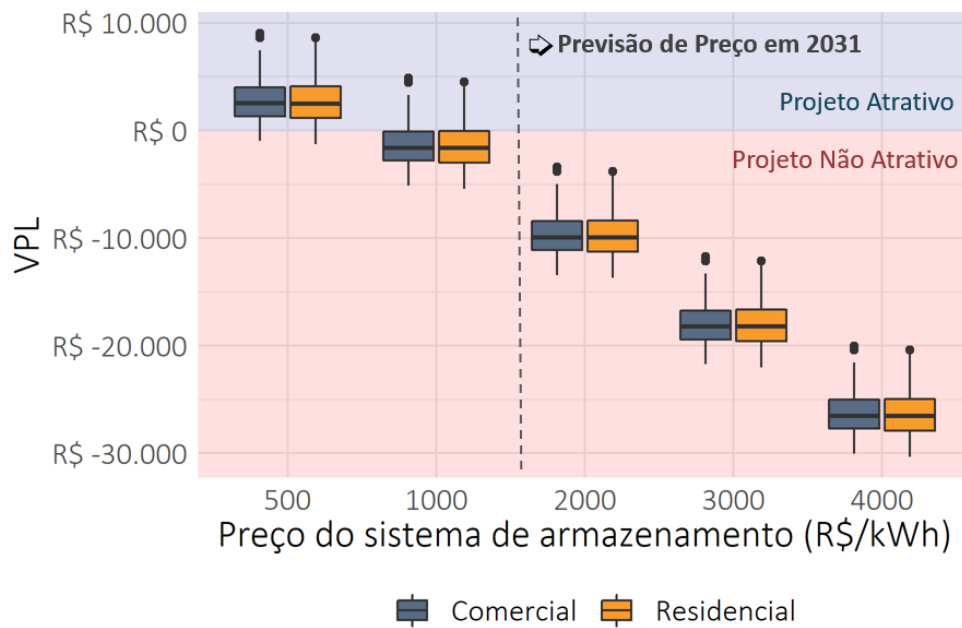
Atualmente, a modalidade de Tarifa Branca (TB) é opcional para os consumidores atendidos em BT no país e se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. O posto tarifário ponta consiste em três horas consecutivas definidas por cada distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados; o posto tarifário intermediário consiste nas horas adjacentes ao período de ponta; e o posto tarifário fora de ponta são as demais horas.

Para esta aplicação, a bateria poderia ser carregada no período Fora de Ponta (FP) e fornecer energia ao consumidor nos períodos de tarifas mais elevadas – Tarifa Intermediária (TI) e Tarifa de Ponta (TP). Há que se avaliar se a economia obtida é suficiente para pagar o investimento no sistema de baterias.

Para os consumidores avaliados, concluiu-se que a configuração de armazenamento de 2 kW/8 kWh resulta no melhor retorno financeiro médio. Essa configuração foi utilizada na simulação dos 15 consumidores, em todas as distribuidoras do Brasil. Os resultados do VPL para cada simulação são apresentados no **Gráfico 9 - 23**.

Pode-se observar que o Valor Presente Líquido - VPL para preços próximos aos atuais (R\$ 4.000/kWh) é bastante negativo em todos os casos. Considerando uma projeção de redução no preço de 8,3% a.a. (Schmidt et al., 2019), o preço da bateria cairia para cerca de R\$1.700/kWh em 2031. Portanto, ainda não seria suficiente para tornar atrativo o investimento. Somente com um preço na faixa de R\$ 500-1.000/kWh é que o investimento traria um retorno positivo.

Gráfico 9 - 23: Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa branca para diferentes distribuidoras e clientes



Aplicação II com valoração do custo do déficit.

Um benefício adicional do investimento em baterias atrás do medidor é a possibilidade de utilizá-las em momentos de *blackout*. O número de interrupções de fornecimento e a duração dos *blackouts* vêm caindo, na média, nos últimos anos, no Brasil. Porém, incidentes dessa natureza ainda trazem prejuízos ao modo de vida dos consumidores e às atividades das firmas.

Para quantificar o benefício de backup foram levantados os índices médios de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) por distribuidora. Essa duração, em horas, foi multiplicada pela carga média dos

consumidores, obtendo-se assim um montante de carga não atendida no ano (em MWh). O valor que cada consumidor atribui ao déficit energético varia de consumidor para consumidor. Dessa forma, foi feita uma análise de sensibilidade com uma faixa de valores, a partir do estudo da FGV CERI (2018).

Os resultados apresentados no **Gráfico 9 - 25** mostram que, ao considerar o benefício de redução de *blackouts*, há uma melhora na atratividade. No entanto, mesmo considerando um custo de déficit de R\$ 20.000/MWh não se atinge a viabilidade para baterias com preço superior a R\$ 2.000/kWh. Conclui-se que esse benefício adicional das baterias não demonstra ser um fator decisivo para a viabilidade financeira dos projetos.

Gráfico 9 - 24: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) média por distribuidora

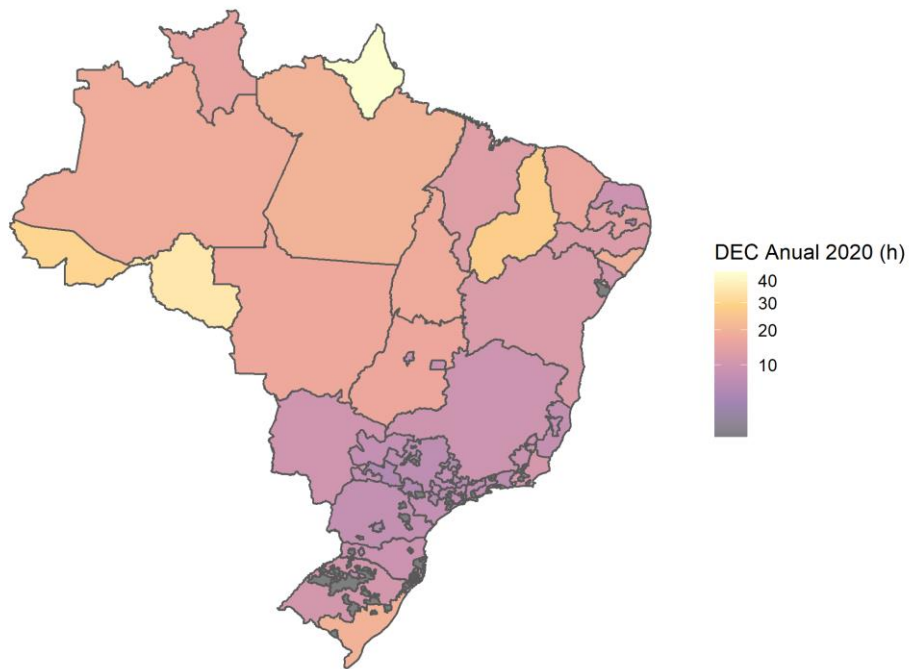
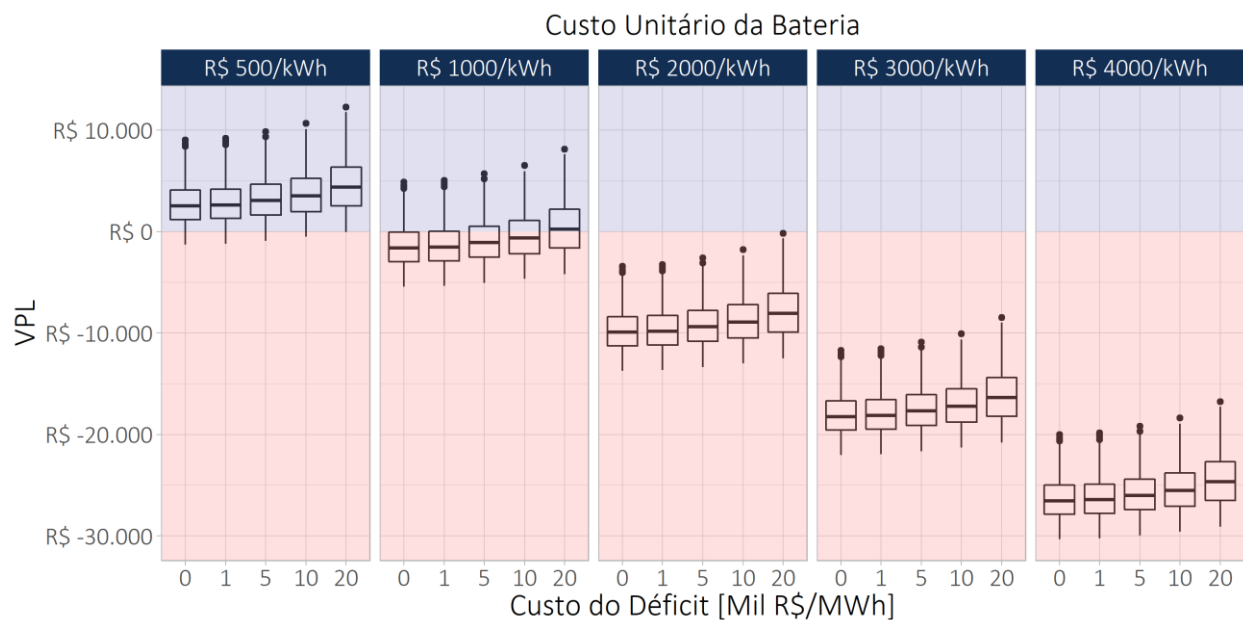


Gráfico 9 - 25: VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa Branca de acordo com o preço final da bateria e custo do déficit dos consumidores. Análise para diferentes distribuidoras



Aplicação III: Deslocamento de consumo na Alta Tensão

Desde 1988 existe no Brasil uma tarifa horosazonal obrigatória para consumidores atendidos em alta tensão (AT). Para evitar as tarifas elevadas no horário de ponta (durante 3h nos dias úteis), diversos consumidores comerciais e industriais fazem uso de motogeradores a diesel nesse período. Conforme análise da EPE (2015), pode haver cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diariamente no país no horário de ponta.

Portanto, o uso de baterias pode ser utilizado para “comprar” energia no período fora de ponta e utilizá-lo no período de ponta, evitando a cobrança da tarifa mais elevada, e possivelmente substituindo a geração diesel. Adicionalmente, é possível mencionar que além dos ganhos econômicos, há externalidades positivas com a substituição do combustível. Do ponto de vista do consumidor, a operação de geradores diesel traz muitas vezes o incômodo do ruído gerado e da logística de constante abastecimento e manutenção. Na ótica da sociedade, a geração diesel contribui com a emissão de poluentes em centros urbanos em horários em que a atmosfera já está carregada pelas emissões de veículos (hora do *rush*), agravando o problema de saúde pública.

Neste PDE, a EPE fez três análises do uso de baterias em consumidores atendidos em AT. Na

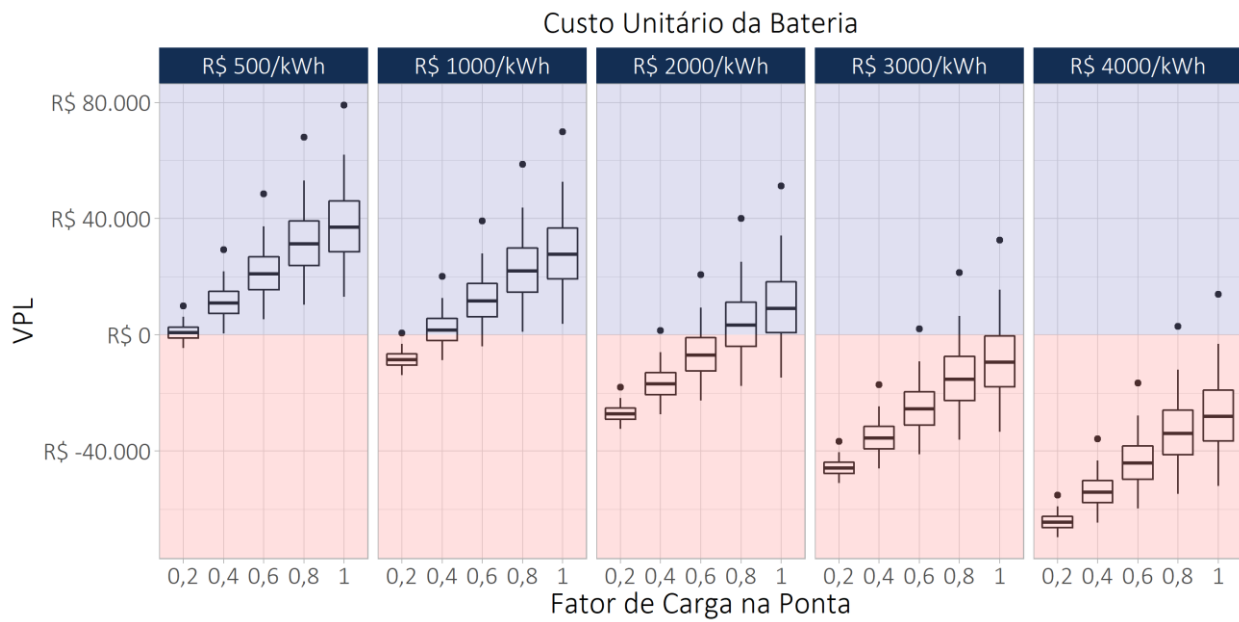
primeira, foi avaliado se essa solução é viável para deslocar o consumo do horário de ponta. Na sequência, a atratividade foi comparada com a solução convencional (diesel). Por fim, a partir da análise anterior foi simulado um bônus financeiro para o investimento em baterias proveniente de créditos de carbono, uma vez que haveria a substituição da geração 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

A distribuição do VPL para cada simulação é apresentada no **Gráfico 9 - 26**. Com custo de R\$ 4.000/kWh, praticamente em nenhuma situação há a viabilidade do investimento. Caso ocorra uma redução ao longo da década para o patamar de R\$ 1.700/kWh, conforme explicado na seção anterior, pode-se esperar a viabilidade do investimento em consumidores com alto FCp.($>0,6$).

Gráfico 9 - 26: Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horossazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta



Atratividade das baterias versus geração diesel

Como visto no item anterior, com a esperada queda dos custos das baterias na próxima década, se espera que haja a viabilidade do investimento em baterias para gestão de carga no horário de ponta de consumidores do Grupo A. No entanto, deve-se compreender que para essa aplicação os consumidores ainda dispõem da geração diesel como uma solução substituta. Dessa forma, a próxima análise buscou comparar a atratividade dos dois investimentos.

O sistema diesel foi simulado com as premissas apresentadas na **Tabela 9 - 10**. Os preços do diesel foram obtidos por UF no endereço

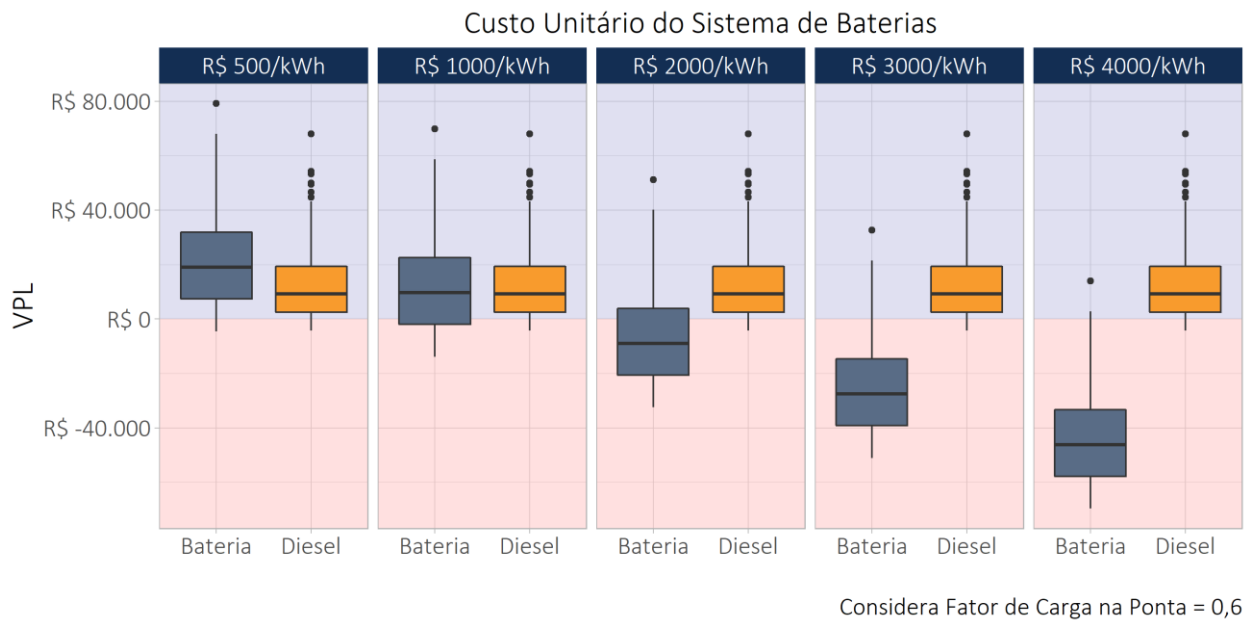
eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e representam o valor mínimo do preço ao consumidor final, como uma aproximação ao preço do TRR (Transportador Revendedor Retalhista) – agente que costuma atender a esse tipo de consumidor.

Os resultados apresentados no **Gráfico 9 - 27** representam o VPL das baterias e o VPL da geração a diesel para consumidores com Fc_p igual a 0,6. Os resultados apontam que a geração a diesel se mantém mais atrativa que a solução de armazenamento ao longo do horizonte decenal. A reversão só ocorreria para o armazenamento próximo de 1000/kWh.

Tabela 9 - 10: 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	
Consumo Específico (l/MWh)	329	ANEEL REN 801/2017
Preço do Combustível	Abril de 2021	ANP (2021)

Gráfico 9 - 27: Diferença entre o VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde



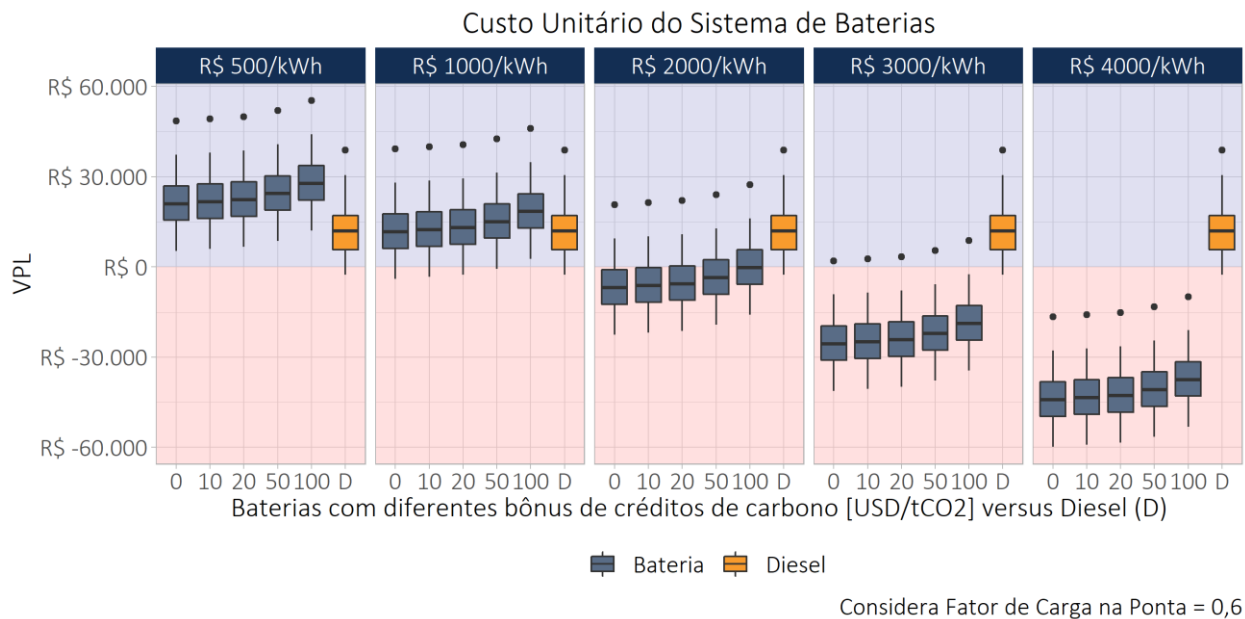
Sensibilidade com bônus de venda de créditos de carbono

A precificação de carbono tem ganhado destaque recentemente, após as cotações de créditos de carbono ultrapassarem 50 EUR/tCO₂eq no mercado europeu. Atualmente, o Brasil não possui um mercado de carbono que envolva o setor elétrico, mas há discussões em andamento sobre a implementação de mecanismos de precificação de carbono tanto a nível nacional quanto internacional. A Lei 14.120, de 01/03/2021, estabeleceu que o Poder Executivo defina diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico em até 12 meses a partir da publicação da Lei. Nesse sentido, ao longo do ano de 2021, o MME e a EPE promoveram reuniões, diálogos técnicos e workshops com o objetivo de debater e coletar informações e percepções para subsidiar a elaboração das diretrizes da Lei 14.120.

Pelo fato das baterias terem o potencial de substituir a geração diesel no horário de ponta, foi feita uma simulação de recebimento de um bônus financeiro oriundo da redução de emissões. Em função da incerteza relacionada ao preço dos créditos de carbono, foi realizada uma sensibilidade com valores de 0 a 100 USD/tCO₂. O fator de emissões da geração diesel foi calculado em 0,77 tCO₂eq/MWh, com base nas emissões do combustível e uma mistura de 10% de biodiesel (assumido como emissões zero).

O **Gráfico 9 - 28** ilustra os resultados da simulação. Percebe-se que o crédito de carbono tem um efeito pequeno na atratividade do investimento em baterias. A sua viabilidade continua principalmente dependente de uma redução de seu CAPEX.

Gráfico 9 - 28: Diferença entre o VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde considerando créditos de carbono

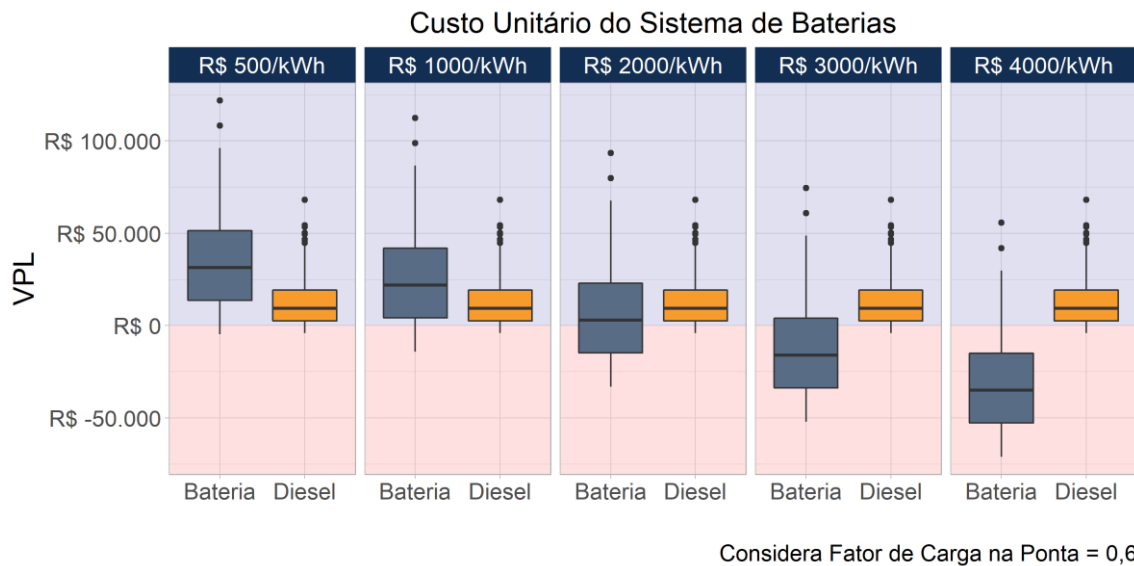


Sensibilidade ao aumento da vida útil

As simulações apresentadas até o momento consideraram uma vida útil de 10 anos para as baterias. Alguns estudos simularam uma extensão da vida útil, chegando ao total de 30 anos, através de investimentos intermediários para manter a capacidade do equipamento. Com o intuito de testar o impacto de uma maior vida útil, a EPE simulou o caso comercial AT, com uma vida útil de 20 anos, com uma substituição de 20% da capacidade da bateria, a um preço de US\$ 1.500/kWh, no início do 11º ano de vida do projeto. Essa hipótese foi baseada no estudo do NREL (Feldman et al., 2021).

Como mostra o **Gráfico 9 - 29** aumentar a vida útil melhora a viabilidade dos projetos, em comparação com **Gráfico 9 - 27**. Com um CAPEX pouco abaixo de R\$ 2000/kWh, já se observa a mediana do VPL em baterias ser superior à mediana do VPL da geração diesel. De toda forma, estima-se que o CAPEX na faixa de R\$ 2000/kWh seja atingido no Brasil somente na segunda metade da década atual. Portanto, a geração diesel ainda deve permanecer uma solução competitiva nos próximos anos para o atendimento da ponta.

Gráfico 9 - 29: Diferença entre o VPL do investimento em baterias (vida útil de 20 anos) e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde



LIMITAÇÕES E PERSPECTIVAS

Os resultados das simulações demonstraram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos somente para 15 consumidores. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade atuais, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória futura diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo poucas opções de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias, que proporcionam um aumento do seu custo em cerca de 80% segundo dados de mercado. Portanto, uma alteração desse cenário também pode trazer os preços da bateria para patamares mais próximos da viabilidade; (v) em mercados internacionais, além das cinco oportunidades de receita discutidas no capítulo, existem outras modalidades de remuneração para sistemas de baterias, como pagamento por serviços ancilares e disponibilização de capacidade. O desenvolvimento

desse tipo de mercado no Brasil poderia acelerar a inserção do armazenamento.

Apesar das limitações, os resultados são um bom indício de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos (sociais, ambientais, etc.), além do econômico na decisão de investimento. Por exemplo, a substituição da geração diesel pode se dar pela redução do ruído, assim como a opção pelas baterias residenciais pode ser movida por um desejo de fonte de backup contra blackouts, independentemente do custo de atendimento.

A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor. Por fim, cabe a recomendação de que o armazenamento atrás do medidor seja regulamentado no Brasil de forma a dar mais clareza sobre as possibilidades de inserção dessa tecnologia, e garantindo mais segurança jurídica para os investimentos.

9.5 Autoprodução não injetada na rede

Na geração distribuída de grande porte, considera-se somente a autoprodução de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica. Essas instalações ficam localizadas junto às unidades de consumo e não utilizam, ou utiliza parcialmente, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição, para o autossuprimento de eletricidade. A principal forma de autoprodução considerada é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível, muitas vezes a partir de correntes residuais do processo de produção de uma indústria específica.

Neste ciclo do PDE, para as projeções de geração de energia em sistemas de grande porte, autoprodução de eletricidade, consideraram-se as seguintes premissas:

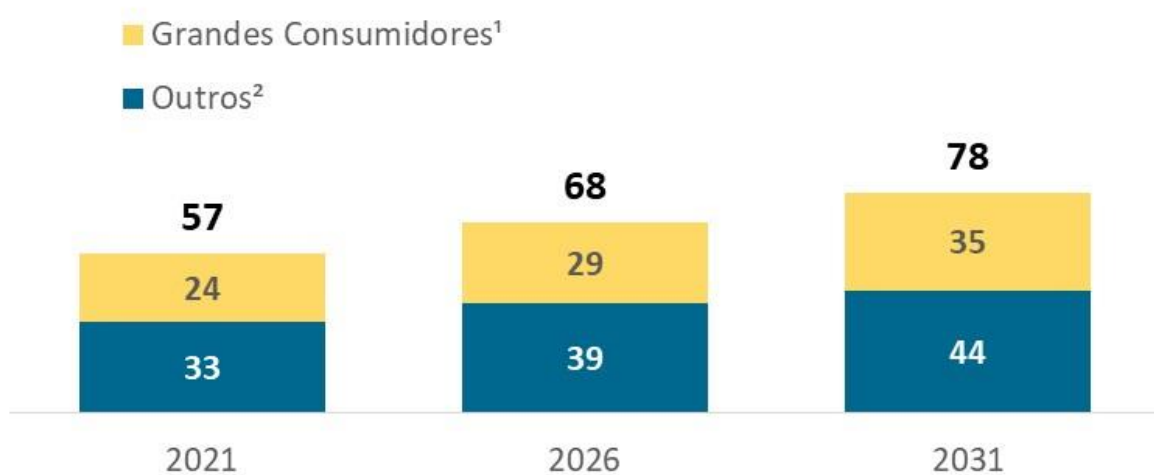
- Toda a expansão nova de produção de celulose será autossuficiente em energia elétrica, aproveitando a lixívia advinda do processo;
- No caso da siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerada (rota integrada com coqueria própria, rota integrada

sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro;

- Para a indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente todo o incremento da expansão da produção física de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução;
- Nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, a autoprodução foi calculada a partir das perspectivas de evolução dos respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;
- A autoprodução em refinarias se correlaciona 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.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída de grande porte permita reduzir o consumo na rede em um total de 78 TWh em 2031 (**Gráfico 9 - 30**), 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.

Gráfico 9 - 30: Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)



Nota: (1) Concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.
 (2) Não inclui MMDG e abatimento de consumo por uso incremental de energia solar térmica

9.6 Energia Solar Térmica

A conversão da energia do Sol em energia térmica se baseia na absorção da radiação solar e sua transferência, sob forma de calor, para um elemento que fornecerá determinado serviço energético. Em geral, a energia solar térmica pode ser destinada ao aquecimento de água em residências e edificações e em processos produtivos na indústria. Os sistemas de aquecimento solar (SAS) de água 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 reduzir 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 a redução de emissões de GEE, por se tratar de uma fonte de energia limpa.

A difusão do uso de energia solar térmica é avaliada pela área total de coletores instalados no país. A área total acumulada de coletores atingiu por volta de 19,2 milhões m² em 2020, o equivalente a 13,4 GW_{th}⁹⁹. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m² em 2005 para perto de 1.417 mil m² em 2020, representando um crescimento um pouco maior que três vezes e meio no período. Destaca-se que o setor residencial é o principal destino dos coletores, com quase setenta

⁹⁹ Considerando-se que um metro quadrado de coletor solar equivale a 0,7 kW_{th}, conforme ELETROBRAS (2012).

por cento do total de área nova instalada em 2020 (ABRASOL).

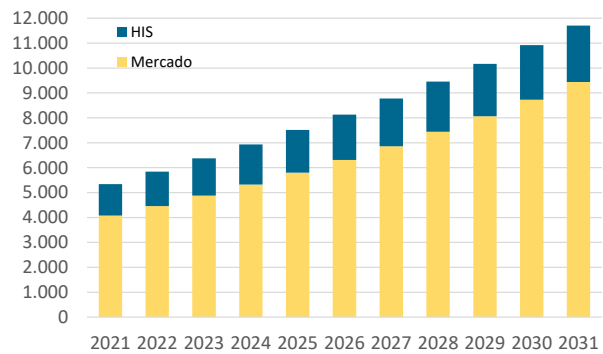
Setor Residencial

A energia solar térmica residencial é destinada majoritariamente para o aquecimento de água para banho. Assume-se no PDE 2031 que a difusão de tecnologias SAS desloca o uso da eletricidade em chuveiros elétricos. Desta forma, o consumo evitado de energia elétrica para aquecimento de água no intervalo entre 2021 e 2031 devido ao uso da energia solar é estimado em função do número de domicílios que substituem chuveiros elétricos por SAS.

Estima-se que a área total de coletores solares residenciais instalados no país pode atingir por volta de 14,8 milhões de m² em 2021, o equivalente a 10,4 GW_{th}. 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, públicos alvo ou regiões do país em Habitação de Interesse Social (HIS). Como exemplo, estão a Lei N^o 12.424, de 16 de julho de 2011, e a Portaria N^o 325, de 7 de julho de 2011, ambas do Ministério do Desenvolvimento Regional. Com base na área total instalada, estima-se que o número de domicílios com SAS possa atingir 5,3 milhões de residências em 2021, sendo por volta de 1,3 milhão de HIS¹⁰⁰.

No horizonte decenal, espera-se que a adoção de SAS ainda seja o resultado de fatores de mercado e de políticas de indução. De acordo com o **Gráfico 9 - 31**, estima-se que a quantidade de domicílios com essa tecnologia poderá totalizar perto de 11,7 milhões de unidades ou quase 14% do número total de domicílios estimados no país para 2031, sendo cerca de 2,3 milhões de unidades de HIS.

Gráfico 9 - 31: Número de domicílios com SAS (mil unidades)



O fator que parece ter mais influência para a instalação da tecnologia SAS é o seu custo-benefício em relação à energia elétrica consumida pelos domicílios brasileiros, que interfere no tempo de retorno do investimento em projetos. Enquanto aproximadamente 55% das vendas de soluções SAS em 2020 foram na região Sudeste, 19% foram no Sul, 13% no Centro-Oeste, 8% no Nordeste e 5% no Norte (ABRASOL). Apesar do avanço da pulverização destas vendas no país em relação a 2019, estes números ainda sugerem uma concentração das instalações nas regiões de maior poder aquisitivo e com maior alcance das informações a respeito dos benefícios da tecnologia. Em outro sentido, 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 PPH 2019 (PROCEL/ELETOBRAS). Cálculos da EPE utilizando os dados coletados nesta pesquisa estimam que, na média cerca de 35% dos domicílios brasileiros não aqueciam água para banho no país em 2019, sendo que no Norte (94%) e no Nordeste (88%) estas estatísticas são muito maiores.

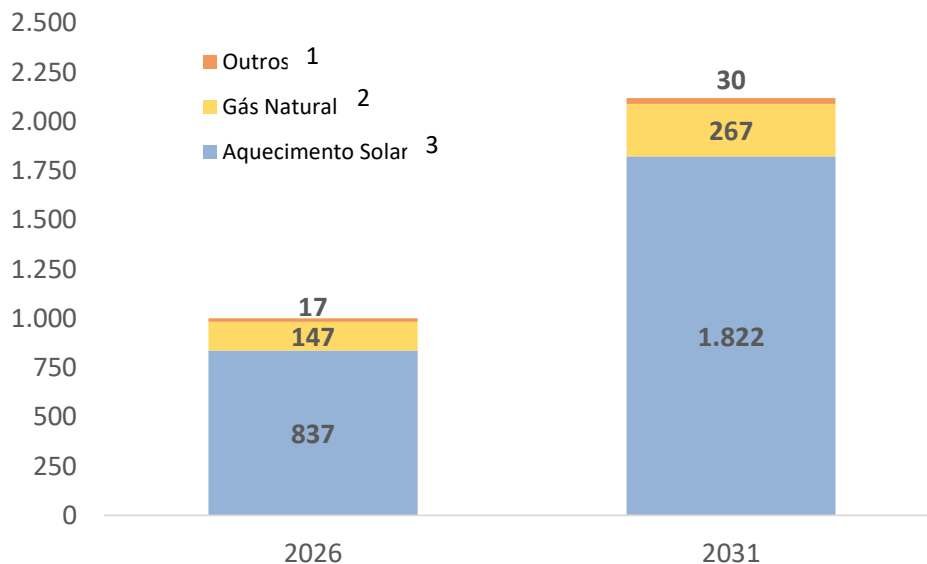
Adicionalmente, em termos de políticas de indução, os programas de HIS poderão ser reformulados ao longo do horizonte de análise de modo a envolver sistemas alternativos de geração de energia, como, por exemplo, aqueles envolvendo energia da biomassa, energia eólica ou energia solar fotovoltaica, que podem competir por recursos

¹⁰⁰ Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha 3m² e 2m² no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

financeiros das famílias com projetos da tecnologia SAS. É o caso, por exemplo, da Portaria N^o 643 de 13 de novembro de 2017 do Ministério do Desenvolvimento Regional, que dispõe sobre a utilização de sistemas alternativos de geração de energia no âmbito do programa Casa Verde Amarela do Governo Federal. É importante salientar que enquanto a difusão de SAS está inicialmente associada somente ao aquecimento de água, as demais fontes de geração possibilitam o autoconsumo de eletricidade em todos os seus outros usos finais (iluminação, climatização de ambientes, conservação e cocção de alimentos, etc.) dentro das habitações.

Sendo assim, espera-se que o consumo evitado de energia elétrica nas residências devido à substituição de chuveiros elétricos por SAS incorpore tanto evoluções demográficas quanto transições tecnológicas dos equipamentos. Conforme o **Gráfico 9 - 32**, o incremento em relação a 2021 do consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água utilizando SAS poderá atingir perto de 1,8 TWh em 2031, o equivalente aproximado da geração da usina hidrelétrica de SINOP em Mato Grosso que possui cerca de 400 MW.

Gráfico 9 - 32: Consumo evitado de eletricidade residencial para aquecimento de água utilizando outras fontes energéticas (GWh)



Notas:(1) Incremento do consumo de outras fontes de energia que deslocam a demanda de eletricidade no aquecimento de água para banho com chuveiros elétricos em relação a 2020.

(2) Incremento do consumo de gás natural que desloca a demanda de eletricidade no aquecimento de água para banho com chuveiros elétricos com relação a 2020.

(3) Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água para banho com chuveiros elétricos a partir da instalação incremental de SAS com relação a 2020.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

- A eficiência energética em 2031 (20 milhões de tep) representará 8% do consumo final energético do Brasil ou ao consumo dos segmentos de ferro gusa e aço e cimento em 2020.
- Os ganhos de eficiência elétrica em 2031 (32 TWh) corresponderão à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a uma UHE Itaipu (parte Brasileira).
- Em 2031, o volume de combustível poupado (345 mil barris por dia) será de 11% do petróleo produzido no País em 2020.
- Em 2031, as edificações podem reduzir 18 TWh do consumo de eletricidade, esse montante corresponde a 56% da energia elétrica economizada do País, equivalente ao consumo do setor de ferro gusa e aço em 2020 (17 TWh).
- Estima-se que a energia elétrica economizada nos domicílios do país possa atingir cerca de 6,3 GWh em 2031, correspondente a 3% do consumo residencial de eletricidade no mesmo ano.
- Na indústria, o uso eficiente de energia representará aproximadamente 5% da demanda de energia final prevista em 2031. Já os ganhos de eficiência elétrica representarão 3%, equivalentes ao consumo atual das indústrias têxtil e cerâmica (10 TWh).
- No setor de transportes, somente com a eficiência de cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 8% (10 milhões de tep) em 2031.
- Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída foram elaborados sete cenários. No cenário Referência, haverá cerca de 4 milhões de adotantes em 2031, totalizando 37,2 GW de capacidade instalada, que irão contribuir com 7,2 GW méd de geração em 2031.
- A análise da competitividade de baterias atrás do medidor mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. O preço final teria que cair dos atuais R\$ 4.000/kWh para a faixa de R\$ 500-1.000/kWh para que haja competitividade nas principais aplicações simuladas. Entretanto, pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.
- Uma análise da atratividade de projetos de minigeração remota indicou que há oportunidades na exploração de outras tecnologias, além da fotovoltaica. Projetos de biogás e CGHs, por exemplo, podem atingir taxas internas de retorno reais de quase 40% a.a, superiores às taxas encontradas para a fonte solar.
- 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 78 TWh em 2031, 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.
- O consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir perto de 1,8 TWh em 2031, o equivalente aproximado da geração da usina hidrelétrica de SINOP em Mato Grosso que possui cerca de 400 MW.

10. Análise Socioambiental

A análise socioambiental da expansão energética planejada é orientada pelo conceito de sustentabilidade e busca discutir as principais questões socioambientais associadas à produção, geração e transmissão de energia no horizonte do PDE 2031. A conjuntura geral, como as políticas e discussões relacionadas à energia, disponibilidade de recursos e mudanças climáticas, também é observada a fim de compreender de forma mais ampla o contexto em que a expansão acontece.

Nesse sentido, neste ciclo cabe mencionar pontos importantes para a análise socioambiental: *i)* o cenário de retração econômica em função da pandemia da Covid-19, que impactou as previsões de demanda e oferta de energia; *ii)* a política energética brasileira, que indicou um maior aproveitamento de combustíveis fósseis; e *iii)* as recentes declarações do governo brasileiro quanto à neutralidade líquida de carbono em 2050 e os compromissos de redução de emissões firmados na 26ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP26), que, em médio e longo prazos, são condicionantes significativas para construir a trajetória energética do País.

A escassez hídrica enfrentada em 2021 também merece destaque. A crise acendeu um alerta para os riscos relacionados ao abastecimento de energia elétrica e à segurança hídrica do País, levando o setor a tratar a incerteza da disponibilidade hídrica no planejamento da expansão do SIN. Fato é que tanto a conjuntura global de política de mudança do clima, quanto a questão específica de disponibilidade hídrica reforçam a necessidade de considerar medidas de adaptação às alterações climáticas no planejamento.

A transição energética é mais um debate importante que permeia as análises socioambientais do PDE. A ideia foi enxergar possibilidades interessantes que surgem com o processo de transição energética, como as iniciativas de descarbonização e os diversos mecanismos de sustentabilidade.

Partindo desse panorama, busca-se ter uma visão integrada da expansão energética que permita a identificação dos principais desafios socioambientais a serem enfrentados e das oportunidades socioambientais que podem ser aproveitadas no horizonte decenal. De forma específica, a análise socioambiental do PDE 2031 contempla as seguintes atividades:

- 1) contribuir para a definição da expansão do decênio;
- 2) avaliar as principais questões socioambientais associadas à expansão decenal por meio de uma análise socioambiental integrada, que relaciona qualitativamente as principais interferências da expansão às sensibilidades socioambientais mais destacadas das regiões brasileiras, representadas por temas socioambientais (EPE, 2012);
- 3) indicar os desafios e oportunidades socioambientais estratégicos para a expansão, discutindo questões socioambientais importantes e que podem representar riscos, bem como vislumbrar perspectivas inovadoras relacionadas à expansão planejada;
- 4) discutir desafios e oportunidades relacionadas à energia e mudança do clima, a partir da análise do contexto político, do perfil de emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão prevista e das medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

O resultado da análise socioambiental do PDE 2031 será apresentado nessa ordem neste Capítulo.

Destaca-se 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 2031” (EPE, 2022).

10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão

A variável ambiental é considerada desde as etapas iniciais do planejamento energético, nos estudos de planejamento. Os estudos variam conforme a natureza do objeto, porém, de maneira geral, buscam evitar ou reduzir interferências em

áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental. A **Tabela 10 - 1** apresenta alguns desses estudos e as análises socioambientais realizadas levando em consideração a minimização dos impactos socioambientais.

Tabela 10 - 1: Estudos de planejamento energético e a variável ambiental

Estudo de planejamento	Análises socioambientais e minimização dos impactos
Inventário hidrelétrico (fase inicial de identificação de projetos hidrelétricos)	<ul style="list-style-type: none"> • Consideração de critérios ambientais na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. • Minimização dos impactos socioambientais negativos e maximização dos positivos, por meio da comparação de alternativas. • Realização da Avaliação Ambiental Integrada (AAI), que avalia os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos que compõem a alternativa selecionada no inventário.
Relatórios R1 e R3 (estudos iniciais de linhas de transmissão - corredores e traçados)	<ul style="list-style-type: none"> • Evitadas interferências em áreas protegidas e áreas com sensibilidade socioambiental relevante. • Visualização de possíveis complicadores para a implantação, refletindo no custo e no prazo de implantação.
Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) (estudo de planejamento de atividades petrolíferas)	<ul style="list-style-type: none"> • Classificação da região de estudo em áreas aptas, não aptas e em moratória às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e elaboração de recomendações ao licenciamento ambiental. • Contribuição para a redução dos conflitos locais, dos riscos de investimento e para a desoneração do licenciamento ambiental.
Plano Nacional de Energia (PNE) (estudo de planejamento energético de longo prazo)	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de áreas de alta complexidade socioambiental para a exclusão de volumes de petróleo e gás natural nos cálculos das curvas de produção.

Ao se definir a carteira de projetos que compõe a expansão no horizonte decenal, os resultados desses estudos iniciais são levados em consideração.

Para ilustrar a questão, podem ser citadas as linhas de transmissão. Entre as 269 linhas mapeadas no PDE 2031, cerca de 20% tiveram o traçado influenciado pela proximidade com terras indígenas ou unidades de conservação de proteção integral. A LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul C1, por exemplo, foi planejada para desviar das terras indígenas Kaxinawá Colônia Vinte e Sete e Campinas/Katukina desde o início de sua concepção, com afastamento suficiente para evitar interferências nessas áreas e dar maior previsibilidade ao processo de implantação do empreendimento.

Além da consideração dos estudos iniciais de planejamento, no que tange ao PDE 2031, 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 36 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel. Desse conjunto, 20 UHEs estão situadas em áreas protegidas ou com os estudos parados. Para o grupo restante de 16 UHEs, ao se avaliar a situação do andamento dos estudos, o processo de licenciamento ambiental e os prazos adotados na metodologia, o resultado indicou que oito UHEs teriam data de operação possível no horizonte decenal¹⁰¹. Desse conjunto, após as simulações energéticas, apenas uma UHE foi selecionada.

2) **análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural**, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. Para as áreas da União, são descontados volumes de recurso sob áreas sensíveis (terras indígenas, unidades de conservação e zonas de amortecimento, áreas urbanas e áreas marinhas sensíveis). Já para as áreas com contratos de concessão, é realizada a classificação da complexidade (com base nas Diretrizes Ambientais para as Rodadas de Licitações

de Blocos, do Ibama, e nas preocupações sinalizadas no licenciamento ambiental pelos órgãos estaduais de meio ambiente) e estimado o tempo para o licenciamento ambiental.

Para as 27 Unidades Produtivas da União (UPUs) indicadas para entrar em produção ao longo do decênio, houve desconto de 8% e 9% do volume previsto para gás natural e petróleo, respectivamente. Quanto às áreas com contratos de concessão, foram analisadas 744 Unidades Produtivas (UPs), sendo 313 *offshore* e 431 *onshore*. O resultado indicou que 76 das 744 UPs foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Destas, 70 são campos de produção ou tiveram atividades de E&P recentemente licenciadas. Às seis UPs restantes, foi aplicado o prazo adicional para o licenciamento ambiental. Entretanto, destaca-se que não foi necessário atribuir esse tempo adicional às previsões de início de produção, uma vez que os prazos demandados pela logística e infraestrutura, para essas UPs, 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 2031”).

10.2 Análise Socioambiental Integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia.¹⁰²

A análise é composta de três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

ANÁLISE ESPACIAL DA EXPANSÃO

A análise espacial da expansão de energia no horizonte decenal apresenta o conjunto dos projetos planejados, o que permite a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento indica áreas sujeitas a sobrecargas em recursos naturais ou à pressão sobre ambientes sensíveis, necessitando, desta forma, de

atuação mais estratégica em determinadas situações. Outro aspecto da espacialização é a possibilidade de visualizar sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes ou a otimização da expansão da transmissão, contribuindo para um planejamento energético mais eficiente.

¹⁰¹ Essas UHEs fazem parte da carteira de projetos oferecida 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.

¹⁰² Um resumo da expansão prevista no PDE 2031 é apresentado no Capítulo 11 - Consolidação dos resultados.

As termelétricas a gás natural, gás de refinaria, carvão mineral, diesel e nucleares devem aumentar a oferta de energia elétrica em 31,3 GW no horizonte decenal. Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 6,3 GW de potência no sistema a partir de novas UTEs, sendo 7 UTEs a gás natural (3,3 GW), 2 a diesel (0,3 GW), 1 nuclear (1,4 GW) e 1 a gás de refinaria (40 MW), somado ao montante de 1,2 GW de UTEs GN existentes. As unidades contratadas estão localizadas no Norte, Nordeste e Sudeste, predominantemente na região costeira, próximas aos centros de carga, da fonte de combustível ou da malha de gasodutos. A expansão indicativa das UTEs não renováveis totaliza 25 GW. Desse total, 22,6 GW

são de UTEs a gás natural previstas em todos os subsistemas, sendo 10 GW no Sudeste/Centro-Oeste, 7,8 GW no Sul, 2 GW no Nordeste e 2,7 GW no Norte. A expansão de UTEs a carvão mineral será de 1,4 GW no subsistema Sul e de UTE nuclear é de 1 GW no Sudeste/Centro-Oeste.

Os empreendimentos eólicos terão uma expansão de 10,7 GW, localizados exclusivamente na região Nordeste. São 183 parques contratados (6,4 GW), previstos para entrar em operação até 2026, e 4,3 GW de expansão indicativa, com previsão de operação a partir de 2027.

Box 10 - 1: Aspectos Socioambientais positivos da expansão planejada no PDE 2031

Ao analisar a expansão planejada no PDE 2031 notam-se vários aspectos positivos do ponto de vista socioambiental tanto na matriz elétrica, quanto na energética, contribuindo para a menor emissão de GEE e poluentes e para a minimização de impactos ao meio ambiente. Alguns pontos são apresentados abaixo.

Aspectos socioambientais positivos da matriz elétrica:

- Crescimento da micro e minigeração distribuída, contribuindo com 7,9% do consumo de eletricidade em 2031.
- 83% da capacidade instalada de geração elétrica em 2031 será renovável, sendo as fontes eólica e solar responsáveis por 27,7% da expansão decenal centralizada.
- Cerca de 7,2% da expansão elétrica centralizada será por meio da modernização de usinas hidrelétricas existentes, ou seja, aumento da capacidade do sistema sem construir novas usinas, com a maior eficiência no uso do recurso hídrico e na geração hidrelétrica.
- 3,4% da expansão centralizada virá de termelétricas renováveis que basicamente utilizam resíduos, incluindo resíduos sólidos urbanos, evitando assim uma série de impactos socioambientais
- Expansão de 20% do sistema de transmissão, incluindo a interligação de sistemas isolados ao SIN e aumentando a confiabilidade do sistema, com redução de custos e emissões.

Aspectos socioambientais positivos da oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis:

- Expansão de 75% na produção de biodiesel, utilizado em mistura ao óleo diesel, reduzindo as emissões de poluentes e GEE.
- Expansão de 48% na produção de etanol, utilizado como aditivo e substituto direto da gasolina automotiva, contribuindo para a redução de emissões de GEE.

A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável pelo aumento de aproximadamente 7,9 GW (UHE: 5,2 GW; PCH: 3,3 GW) no horizonte decenal. Dentre a expansão contratada de 0,25 GW de UHE, há dois projetos no Sul e um no Centro-Oeste. No indicativo (cerca de 5 GW), são previstos 4,3 GW obtidos a partir da modernização de unidades existentes em todas as regiões e uma UHE (650 MW) no Norte. Com relação

às PCHs e CGHs, 47 projetos (635 MW) estão contratados, previstos para entrar em operação até 2026, e 2,7 GW fazem parte da expansão indicativa, estando localizados principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

A expansão fotovoltaica é responsável pelo incremento de 5,8 GW no decênio, sendo 3,1 GW contratado, distribuído em 92 projetos no Nordeste

e no Sudeste. Os 2,7 GW restantes correspondem à expansão indicativa no Sudeste.

Para as usinas termelétricas renováveis estima-se a instalação de 2,1 GW. Desses, 1,4 MW já estão contratados (21 UTEs novas e 7 ampliadas), sendo: 18 UTEs a bagaço de cana (666 MW), 2 UTEs a licor negro (363 MW), 4 UTEs a cavaco/resíduos (297 MW) e 4 UTEs a biogás de RSU (33 MW). As UTEs renováveis contratadas estão concentradas no Sudeste, principalmente associadas à cultura da cana-de-açúcar, porém também estão no Nordeste, Centro-Oeste e Sul. Já para a expansão indicativa são previstos 400 MW de usinas a bagaço de cana e 300 MW de usinas a partir de incineração de resíduos sólidos urbanos, totalizando 700 MW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 33.633 km, ou seja, um aumento de 20% na extensão do sistema, sendo 17.361 km previstos para entrar em operação até 2026. Há expansão de linhas em todas as regiões com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas e interligam regiões isoladas ao SIN. Há também ampliação da rede para atendimento ao aumento da demanda por energia elétrica, em especial nas capitais. Destaca-se a grande expansão no Sudeste para escoar a energia de UTEs e usinas solares e ainda reforçar o subsistema. No Norte, é observada a interligação Manaus-Boa Vista e a integração dos principais centros urbanos do Acre ao SIN. Já no Nordeste, as linhas atendem o potencial de geração das usinas eólicas, fotovoltaicas e termelétricas. No Sul, têm destaque as linhas para escoamento do parque eólico existente e atendimento a regiões metropolitanas.

Para os empreendimentos de petróleo e gás natural, está previsto o início da produção de recursos convencionais em 277 UPs (Unidades Produtivas), em áreas contratadas, e em 27 UPUs indicativas (Unidades Produtivas da União) em áreas não contratadas. As UPs *onshore* estão no Norte,

Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste; enquanto as UPs *offshore* estão concentradas principalmente na região Sudeste, com ocorrência também no Nordeste, Norte (ao longo da margem equatorial) e no Sul. Em relação ao abastecimento, estão planejadas: 2 refinarias novas no Sudeste e Nordeste e 2 ampliações em refinarias existentes no Sudeste e Nordeste; 3 unidades de hidrotratamento em refinarias existentes, no Sudeste; 2 gasodutos (1 previstos no Sudeste e 1 indicativo no Nordeste); além de 4 terminais de regaseificação (1 previsto no Norte e 3 indicativos no Sul, Sudeste e Nordeste). Estão indicadas ainda duas UPGNs, sendo uma prevista no Sudeste e outra indicativa no Nordeste.

Para o etanol, está planejada a expansão de 13,7 bilhões de litros. Para se atingir tal volume é prevista a entrada em operação de 18 usinas em fase de construção, a ampliação de 57 usinas e a implantação de outros 24 projetos (cana, milho e flex), ainda em estudo.

Das 18 usinas em construção: 2 são *flex* (milho e cana-de-açúcar), 8 são *full* (milho), 4 são de cana-de-açúcar e 4 são de outras matérias-primas (soja e cereais). Estão localizadas basicamente no Centro-Oeste, predominantemente em áreas de alta e média aptidão agrícola para cana-de-açúcar e que têm se mostrado viáveis também para a produção de etanol de milho. As 57 usinas em ampliação estão em todas as regiões com predominância no Sudeste e Centro-Oeste.

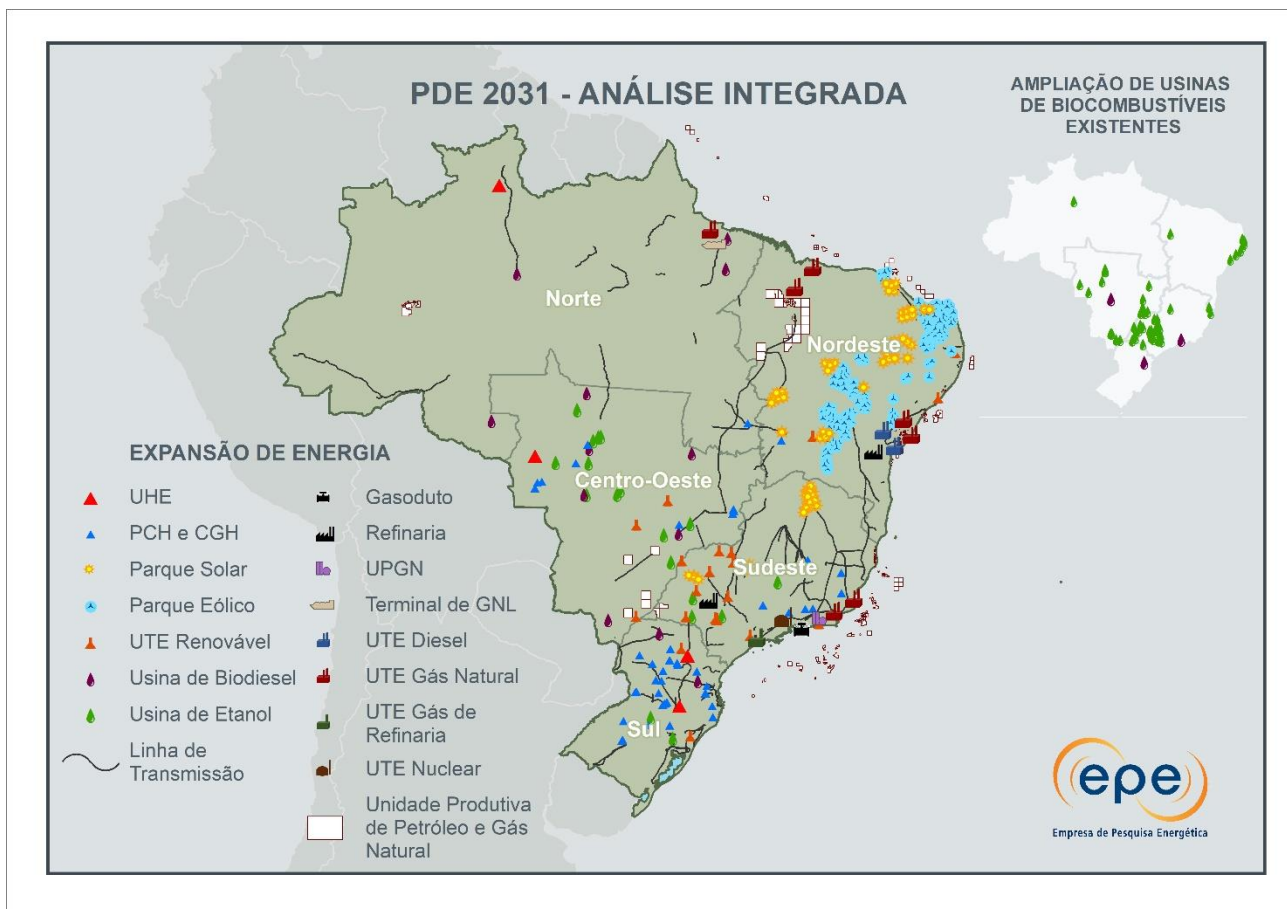
Já para o biodiesel, o cenário de oferta do PDE 2031 prevê uma expansão de 5,5 bilhões de litros da capacidade instalada. Está prevista a instalação de 13 novas usinas que se concentram na região Centro-Oeste, associadas ao cultivo da soja, principal matéria-prima. Há unidades também nas regiões Norte, Sudeste e Sul. As três ampliações previstas estão no Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

A **Figura 10 - 1** apresenta a localização dos projetos previstos no PDE 2031¹⁰³.

¹⁰³ A Figura 10-1 apenas a expansão contratada (sistema elétrico) e prevista (petróleo, gás natural e biocombustíveis). O mapeamento da expansão indicativa por fonte energética pode

ser visto na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2031” (EPE, 2022).

Figura 10 - 1: Localização dos projetos previstos no PDE 2031



TEMAS SOCIOAMBIENTAIS

Os temas socioambientais têm o objetivo de sintetizar as interferências significativas da expansão planejada ao meio ambiente e à sociedade, considerando as sensibilidades identificadas para cada região do País (EPE, 2012). Os temas são revistos a cada elaboração do Plano de acordo com a expansão prevista e interferências correlatas.

A análise visa indicar as principais interferências associadas ao planejamento da expansão da oferta de energia no horizonte decenal (considerando tanto a expansão contratada ou prevista quanto a expansão indicativa). Portanto, não se pretende contemplar todos os possíveis impactos socioambientais dos projetos. Destaca-se que as externalidades dos projetos são abordadas mais detalhadamente na elaboração dos estudos de viabilidade e de licenciamento ambiental. Ainda vale destacar que, desde a fase de planejamento e licenciamento, até a operação dos


empreendimentos, são adotadas medidas para evitar, reduzir ou compensar os impactos negativos, bem como potencializar os positivos.

É importante esclarecer que os riscos de acidentes associados a algumas fontes de produção de energia, como, por exemplo, os eventuais riscos de vazamento de óleo no mar ou da radiação de usinas nucleares, não são refletidos nos temas socioambientais. No entanto, essas questões são bastante discutidas entre os setores energético e ambiental, especialmente nos processos de licenciamento dos empreendimentos. Os temas socioambientais, as medidas mitigadoras e os riscos de acidente são abordados na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2031” (EPE, 2022).

Diante dessas considerações, a análise socioambiental integrada do PDE 2031 contempla

sete temas socioambientais¹⁰⁴. A **Tabela 10 - 2** apresenta uma síntese contendo os temas socioambientais; as interferências representadas por cada um dos temas; e as justificativas para a relevância do tema por região geográfica, considerando as principais interferências identificadas para cada fonte de energia em cada uma das regiões.


Tabela 10 - 2: Síntese dos temas socioambientais do PDE 2031

Temas socioambientais	Interferências representadas	Justificativas para relevância
<p>Biodiversidade</p> 	<p>Compreende a perda de indivíduos; a perda ou transformação de habitats naturais aquáticos ou terrestres; e impactos em ecossistemas e em suas funções. Retrata também complexidades observadas no processo de licenciamento ambiental.</p>	<p>N: Interferência em habitats terrestres e aquáticos - projeto localizado em região com grande heterogeneidade de ambientes (UHE)</p> <p>NE: interferências em habitats terrestres e marinhos - efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação de interferências em habitats terrestres (EOL, UFV e LT) - colisão de aves de morcegos com aerogeradores (EOL) - interferências na fauna marinha e em ambientes com biodiversidade elevada (E&P)</p> <p>CO: interferência em ecossistemas aquáticos - efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios e usinas em regiões de cabeceira, importantes para a fauna aquática (PCH e CGH)</p> <p>SE: interferência em habitats terrestres e marinhos - efeitos cumulativos nos ecossistemas marinhos devido ao grande número de projetos (E&P) - efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios e usinas em regiões de cabeceira, importantes para a fauna aquática (PCH e CGH) - interferências em remanescentes de Mata Atlântica (LT)</p> <p>S: interferências em habitats terrestres e fauna aquática - efeitos combinados em remanescentes da Mata Atlântica (UHE, PCH, CGH e LT) - efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios e usinas em regiões de cabeceira, importantes para a fauna aquática (PCH e CGH)</p>

¹⁰⁴ Comparando com o PDE anterior, um tema socioambiental passou a ser considerado (Recursos hídricos) e outro deixou de ser considerado (Comunidades quilombolas). O tema Comunidades quilombolas deixou de ser considerado para as linhas de transmissão no Nordeste no PDE 2031 devido à redução significativa de LTs planejadas na região em relação aos

PDEs anteriores e a não ocorrência de sobreposições entre LTs planejadas e terras quilombolas para os próximos 10 anos. Destaca-se também neste PDE a inserção do tema Biodiversidade que contempla os temas Vegetação nativa, Fauna e Unidades de conservação, apresentados nos PDEs anteriores.

Temas socioambientais	Interferências representadas	Justificativas para relevância
<p>Organização territorial</p> 	<p>Retrata potenciais conflitos de uso e ocupação do solo. Também abarca impactos decorrentes da atração populacional e da pressão sobre infraestrutura local e seus equipamentos e serviços.</p>	<p>N: pressão sobre os serviços e a infraestrutura em áreas urbanas</p> <ul style="list-style-type: none"> - processo histórico de atração de população para os centros urbanos e núcleos de apoio (E&P) - de forma heterogênea, além de reassentamentos de populações rurais e urbanas (UHE) <p>NE: interferências nos modos de vida de comunidades locais</p> <ul style="list-style-type: none"> - restrições de acesso e uso a áreas antes utilizadas para a reprodução social (EOL) - atividades <i>onshore</i> não comuns na região e cumulativas devido à proximidade de unidade produtivas (E&P)
<p>Paisagem</p> 	<p>Refere-se ao impacto visual em paisagens naturais e urbanas.</p>	<p>NE: interferências em paisagens naturais</p> <ul style="list-style-type: none"> - projetos em regiões de chapada com pontos turísticos relevantes (EOL) <p>S e SE: interferência em paisagens naturais e urbanas</p> <ul style="list-style-type: none"> - projetos em regiões serranas, de reconhecida beleza cênica (LT) - projetos em paisagens urbanizadas, para atendimento a áreas de expansão urbana (LT)
<p>Povos e terras indígenas</p> 	<p>Vinculado à diversidade étnica, à questão territorial e à necessidade de gestão dos conflitos pelos recursos. Somam-se a isso os desafios dos processos de licenciamento ambiental e de consulta prévia, livre e informada.</p>	<p>N: interferências com povos e terras indígenas</p> <ul style="list-style-type: none"> - proximidade com povos e terras indígenas, complexidade do tema e reflexo no processo de licenciamento ambiental (UHE e LT) <p>S: interferências com povos e terras indígenas</p> <ul style="list-style-type: none"> - projeto em bacia declarada como território indígena (UHE)
<p>Qualidade do ar</p> 	<p>Relacionado à emissão de poluentes atmosféricos na geração de energia elétrica.</p>	<p>S e SE: emissão de poluentes</p> <ul style="list-style-type: none"> - expansão em áreas saturadas com usinas existentes e expansão em grandes centros urbanos e industriais com qualidade do ar afetada (UTE fóssil)
<p>Recursos hídricos</p> 	<p>Representa possíveis conflitos pelo uso dos recursos hídricos.</p>	<p>NE e SE: conflitos pelo uso da água</p> <ul style="list-style-type: none"> - aumento da demanda de água (UTE fóssil) - desafios da operação de UHEs em cenários de restrição de disponibilidade hídrica (UHE modernização) <p>CO: conflitos pelo uso da água</p> <ul style="list-style-type: none"> - desafios da operação de UHEs em cenários de restrição de disponibilidade hídrica (UHE modernização) <p>S: conflitos pelo uso da água</p> <ul style="list-style-type: none"> - aumento da demanda de água (UTE fóssil)

Temas socioambientais	Interferências representadas	Justificativas para relevância
<p>Resíduos</p> 	<p>Reflete a importância dos resíduos dos processos para geração de energia elétrica e produção de combustíveis.</p>	<p>SE: geração de resíduos</p> <ul style="list-style-type: none"> - resíduos radioativos que exigem gestão especial em função de sua periculosidade (UTE nuclear) - concentração de usinas e grande volume de vinhaça, efluente de alto potencial poluidor (Etanol) <p>CO: geração de resíduos</p> <ul style="list-style-type: none"> - concentração de usinas e grande volume de vinhaça, efluente de alto potencial poluidor (Etanol)

Legenda:

Regiões geográficas – N: Norte, NE: Nordeste, S: Sul, SE: Sudeste e CO: Centro-Oeste

Fontes de energia – UHE: usina hidrelétrica, EOL: eólica, UFV: usina fotovoltaica, LT: linha de transmissão, E&P: exploração e produção, PCH: pequena central hidrelétrica, CGH: central de geração hidrelétrica e UTE: usina termelétrica

A **Tabela 10 - 3** apresenta a matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2031. Na matriz é possível ver, de forma sistematizada, os temas socioambientais relacionados às fontes de

energia previstas no Plano e às regiões onde estão localizados. Dessa forma, visualiza-se a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

Tabela 10 - 3: Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2031

Regiões → Fontes ↓	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste
UHEs					
PCHs e CGHs					
UTES fósseis (gás natural, gás de refinaria, carvão mineral e diesel)					
UTE nuclear	-	-	-		-
UTES renováveis (bagaço de cana, licor negro, cavaco/resíduos e RSU)	-				
Eólica	-		-	-	-
Solar fotovoltaica	-		-		
Transmissão					
E&P de petróleo e GN					
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL					-
Gasodutos	-		-		-
Etanol					
Biodiesel					

Legenda

biodiversidade	povos e terras indígenas	resíduos	interferências inexpressivas
		-	-
organização territorial	qualidade do ar	-	não há previsão de expansão
paisagem	recursos hídricos		

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.

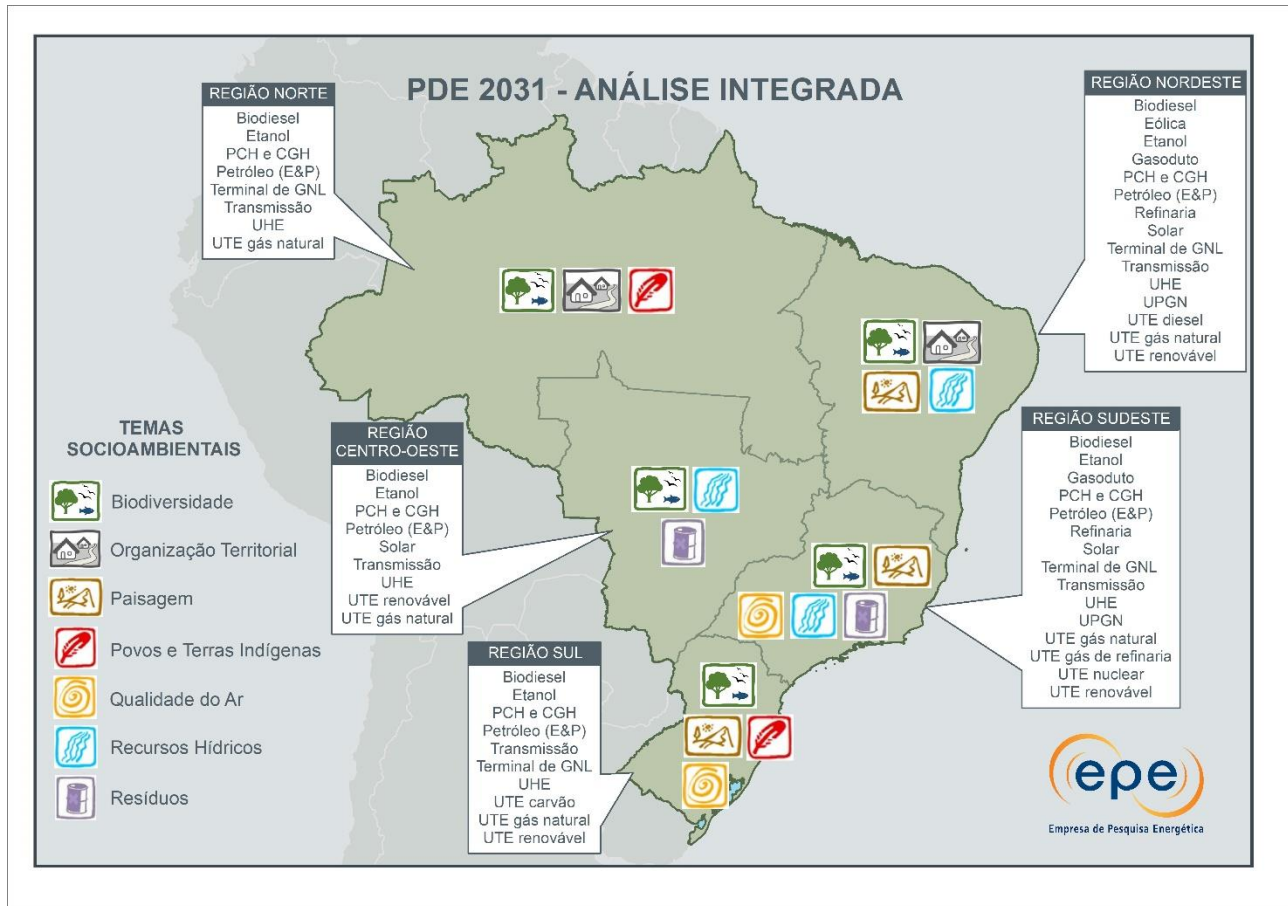
(2) Para os temas socioambientais relacionados à E&P de petróleo e gás natural foram levadas em consideração as principais interferências associadas às atividades, não sendo considerados efeitos de eventuais acidentes.

Créditos dos ícones: EPE e designed by Flaticon

O mapa da **Figura 10 - 2** ilustra as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada, indicando as fontes previstas na

expansão por região e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região.

Figura 10 - 2: Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2031



Para a região Nordeste estão previstas todas as tipologias de empreendimentos com exceção da termelétrica nuclear. É a região com maior expansão de eólicas e fotovoltaicas e conseqüentemente linhas de transmissão para seu escoamento. Dessa forma, destacam-se os efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação de interferências dessas três tipologias de empreendimentos, especialmente em habitats terrestres. Sendo assim, o tema que mais se destaca para a região Nordeste é Biodiversidade.

Para a região Sudeste estão previstas todas as tipologias de empreendimentos, com exceção das eólicas. A região é sensível devido à grande

concentração de empreendimentos em operação e aos conflitos já existentes, sobretudo de uso da 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. Por essa razão, o tema Recursos Hídricos se destaca na região Sudeste.

Para a região Sul destacam-se efeitos combinados de hidrelétricas, 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 CGHs planejadas.

Dessa forma, o tema que mais chama a atenção na região Sul é Biodiversidade.

Na região Norte a sensibilidade é em função das populações das terras indígenas. A proximidade com povos e terras indígenas, a complexidade da temática e o reflexo no processo de licenciamento ambiental da linha de transmissão e da hidrelétrica previstas na expansão fazem com que o tema Povos e Terras Indígenas se destaque na região.

Por último, na região Centro-Oeste é observada a expansão de PCHs e CGHs e os efeitos cumulativos e sinérgicos de hidrelétricas existentes e

planejadas numa mesma bacia, podendo gerar fragmentação de rios em regiões importantes para a fauna aquática. Dessa forma, o tema que mais se destaca na região é Biodiversidade.

Sendo assim, diante da expansão prevista no PDE 2031, o tema Biodiversidade foi o que mais se evidenciou no Nordeste, Sul e Centro-Oeste do País. Já o tema Recurso 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.

DESAFIOS SOCIOAMBIENTAIS ESTRATÉGICOS

Os desafios socioambientais expõem a complexidade socioambiental de um assunto frente à expansão energética. De certa maneira, eles estão relacionados aos temas socioambientais relevantes, pois refletem as principais questões a serem enfrentadas. Os desafios considerados como estratégicos envolvem questões que podem representar riscos para uma expansão com sustentabilidade e demandam maiores esforços para sua resolução.

Ao levar em conta a expansão prevista no PDE 2031; a matriz e o mapa síntese correlatos à expansão; e a regionalização do País, observa-se que alguns temas se sobressaem aos demais. É o caso do tema Biodiversidade, que aparece em todas as regiões do Brasil e para diversas fontes de energia, e do tema Recursos Hídricos, também identificado em todas as regiões, com exceção do Norte.

Por mais que o setor de energia tente evitar, desde as etapas iniciais de planejamento, a instalação de seus projetos em áreas sensíveis do ponto de vista ambiental e também tenha investido em tecnologias para a redução de seus impactos, a compatibilização entre a geração e a transmissão de energia e a conservação da biodiversidade ainda é um desafio para o setor.

Os conflitos pelo uso da água aumentam à medida que a demanda pelos diversos setores que a utilizam também aumenta, especialmente em

regiões onde já há conflitos pelo uso ou baixa disponibilidade hídrica. Por essa razão, a compatibilização da geração de energia com outros usos da água é um dos principais desafios atuais do setor.

Ampliando a escala de análise, de uma visão local ou regional para uma perspectiva mais global, ressalta-se o desafio da gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia.

Dessa forma, foram considerados os seguintes desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2031: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; compatibilização da geração de energia com o uso da água; e gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia.



Compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade

O uso dos recursos naturais pelo setor energético, assim como as demais atividades humanas, apresenta 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 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 florestal e monitoramento da avifauna. Já no caso de linhas de transmissão, desde a fase de planejamento é notável a articulação do setor para desviar o traçado de remanescentes de vegetação nativa e de outras áreas de importância regional para a conservação da biodiversidade.

No mesmo sentido, a conservação da biodiversidade também é um desafio para empreendimentos hidrelétricos em regiões sensíveis ou fragmentadas por uma grande quantidade de barramentos. Para lidar com esta questão, a principal ferramenta utilizada tem sido os estudos que consideram os efeitos de todo o conjunto de projetos em uma bacia hidrográfica, como a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e o Estudo Integrado de Bacia Hidrográfica (EIBH). Além disso, os guias e protocolos de sustentabilidade e a adoção de padrões de desempenho socioambientais de instituições como a Associação Internacional de Hidrelétricas (IHA) e o Grupo Banco Mundial contribuem para a difusão das melhores práticas internacionais em todas as etapas do projeto hidrelétrico. Nestes documentos, a gestão do risco sobre a biodiversidade incorpora aspectos da manutenção dos recursos ambientais, da valoração dos serviços ecossistêmicos, do manejo de habitat e de vazões ecológicas, dentre outros.

O setor petrolífero também enfrenta o desafio de compatibilizar suas atividades com a conservação da biodiversidade e, por isso, tem empenhado esforços para um planejamento integrado com o setor ambiental. Destaca-se a realização das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS), que buscam conciliar o desenvolvimento das futuras atividades de petróleo e gás natural com os aspectos socioambientais regionais. Para as áreas que ainda não foram submetidas às AAAS, se mantém a manifestação conjunta prévia à oferta de

blocos, realizada por ANP e Ibama, ouvidos também os órgãos ambientais estaduais. Também pode ser citada a realização de discussões intersetoriais no escopo dos processos de licenciamento ambiental de atividades de E&P, para promover boas práticas e harmonizar procedimentos.

As inúmeras iniciativas, articulações e 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.



Compatibilização da geração 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 Federal n. 9.433/1997, a gestão dos recursos hídricos tem o papel de promover esse uso múltiplo, compatibilizando os diferentes interesses e demandas e evitando possíveis conflitos.

A gestão dos recursos hídricos é complexa, principalmente em regiões em que há grande demanda pelo recurso ou, ainda, em áreas de baixa disponibilidade de água. Os conflitos tendem a aumentar no futuro, com o aumento da quantidade e diversidade de usuários, sobretudo em períodos de escassez hídrica, como o vivido no ano de 2021. Segundo a ANA (2019), a demanda por água no Brasil é crescente, com aumento estimado de aproximadamente 80% no total retirado nas últimas duas décadas. A previsão é de que ocorra um aumento de 24% na demanda até 2030.

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, por exemplo. Além disso, o setor

ainda armazena e regulariza a água por meio dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

No PDE 2031, o desafio de compatibilizar a geração de energia com os outros usos da água está relacionado às usinas hidrelétricas, termelétricas não renováveis, solares fotovoltaicas e à produção

de etanol. Tendo em vista a expansão energética planejada, é essencial o aprimoramento contínuo das metodologias e ferramentas para gerenciamento da água estocada pelo parque hidrelétrico, buscando otimizar a utilização desse recurso, bem como o emprego e o desenvolvimento de tecnologias que reduzam o consumo de água.

Box 10 - 2: A escassez hídrica e a crise de 2021

O cenário de escassez hídrica e os baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos marcaram o ano de 2021. Tal conjuntura foi resultado de um período com as piores sequências hidrológicas observadas em todo o histórico de vazões, de 1931 a 2021 (ONS, 2021), nas principais bacias hidrográficas do SIN. A criticidade da situação foi refletida na emissão do primeiro Alerta de Emergência Hídrica, associado à escassez de precipitação para a região hidrográfica do Paraná, que abrange os estados de MG, GO, MS, SP e PR para o período de junho a setembro de 2021, pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) em maio de 2021.

Muito embora a capacidade de geração e a diversificação das fontes de energia na matriz elétrica tenham aumentado significativamente nos últimos anos, a segurança no abastecimento de energia elétrica ainda depende, em grande parte, das vazões afluentes e do armazenamento de energia nos reservatórios das UHEs que, por sua vez, estão relacionados à conjuntura climática e ao aumento dos usos consuntivos da água. Para superar a situação excepcional, diversas medidas foram adotadas a fim de manter os níveis dos reservatórios para atravessar o período seco.

Ainda em 2020, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) autorizou o despacho de geração termelétrica e a importação de energia da Argentina e do Uruguai, de modo a economizar a água dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Destaca-se também a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com o intuito de fortalecer a governança para o enfrentamento da crise hídrica, estabelecendo, assim, a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos. No âmbito da CREG foram discutidas e implementadas flexibilizações de restrições operativas de hidrelétricas importantes para a preservação das condições de armazenamento no SIN.

A fim de promover a recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios, foi publicado o Plano de Contingência para a Recuperação dos Reservatórios do SIN (ANA, 2021). Nele são indicadas as medidas de operação das principais usinas hidrelétricas com reservatório de regularização a serem adotadas no período úmido, de dezembro de 2021 a abril de 2022, voltadas à promoção do seu reenchimento, com foco na segurança hídrica e na garantia dos usos múltiplos da água em 2022 e nos anos seguintes.

A situação vivida nos últimos anos suscita uma reflexão a respeito das necessidades de aprimoramento dos estudos de planejamento do setor elétrico. Isso porque a previsão das vazões dos rios é complexa, sendo a disponibilidade hídrica futura uma das variáveis que compõem a incerteza dos estudos de planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional. O período de seca intensa observado nos últimos anos pode ter sido uma questão conjuntural e as chuvas irão se reestabelecer nos próximos anos. Outra possibilidade é tratar-se de mudança estrutural associada às alterações climáticas, ao aumento dos usos da água, às mudanças no uso do solo ou, ainda, à combinação de todos esses fatores. Ainda que seja difícil antecipar e medir essas mudanças, é fundamental fazer uma análise dos riscos procurando reduzir os impactos para o abastecimento de energia e para os diversos usos da água.

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.

Quanto à indicação de modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas existentes no horizonte decenal, destaca-se que, ainda que seja esperado o aumento da produção de energia com o recurso disponível, novos padrões operativos dos reservatórios para o atendimento à potência e aos requisitos de flexibilidade para o SIN podem alterar o regime hidrológico a jusante, dificultando a gestão dos recursos e ou suscitando a criação de novas restrições operativas.

Para a geração termelétrica, considerando que a expansão prevista é significativa e tendo em vista o consumo de água para os processos de resfriamento, compatibilizar a implantação de novos projetos com outros usos da água pode ser um desafio para as UTEs planejadas para regiões com déficit hídrico. Por outro lado, a flexibilidade locacional para a implantação das UTEs permite o uso de outras fontes de água, como a água do mar, adotada com cada vez mais frequência. Além disso, atualmente já existem tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, que podem ser incentivadas. Essas soluções de resfriamento, no entanto, implicam em maiores custos e nem sempre são adotadas.

O consumo de água em usinas solares fotovoltaicas merece atenção devido à frequente localização de projetos em regiões com histórico de déficit hídrico, como o semiárido brasileiro. Nesses projetos a água é utilizada principalmente para a limpeza dos painéis. Vale destacar que já existem (e continuam em desenvolvimento) tecnologias que evitam o acúmulo de sujeira ou permitem a limpeza com pouca ou nenhuma água.

Já para o setor sucroalcooleiro, não obstante a evolução do setor nos últimos anos no que diz respeito à redução do consumo de água, este aspecto deve ser observado em função do aumento previsto para a produção de etanol no decênio somado à quantidade de usinas já existentes.

Em suma, o setor energético tem a responsabilidade de otimizar o uso do recurso hídrico na geração e reduzir o consumo quando possível. Para isso, deve buscar promover o incentivo à pesquisa, o monitoramento e a implantação de práticas e tecnologias visando maior eficiência no uso da água. Paralelamente, é fundamental manter o diálogo constante com os órgãos gestores dos recursos hídricos a fim de buscar soluções para compatibilizar os usos múltiplos da água e evitar conflitos de uso.



Gestão das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) associadas à produção e ao uso de energia

Esse desafio tem caráter global por dialogar com as políticas internacionais de mudanças do clima e as discussões mundiais sobre transição para uma economia de baixo carbono. Ainda que o Brasil se destaque por sua matriz energética altamente renovável, a conjuntura mundial impulsiona o País no sentido de reduzir ainda mais as emissões associadas à produção e ao uso de energia. Somado a isso, o engajamento dos entes envolvidos e a disponibilidade de recursos naturais renováveis e tecnologias fazem com que o setor energético nacional assuma papel crucial no atendimento aos compromissos firmados pelo País.

No contexto da política mundial, destaca-se que recentemente o governo brasileiro formalizou a meta de neutralidade de emissões líquidas em 2050. A trajetória necessária para atender esta meta envolve todos os setores e a sociedade na busca de soluções de melhor custo-efetividade a serem adotadas. Ainda que as responsabilidades sejam compartilhadas, o setor energético tem o desafio de manter a elevada participação de fontes renováveis na matriz, assim como de reduzir e compensar suas emissões, mesmo diante de uma perspectiva de crescimento econômico.

Nessa linha, a gestão das emissões de GEE é particularmente desafiadora para toda a cadeia do petróleo, gás natural e derivados, considerando ainda a significativa expansão prevista dessa indústria de modo a atender as necessidades energéticas do País. Diante desse quadro, o setor

tem investido em alternativas para mitigar ou compensar suas emissões. Naturalmente, as empresas de óleo e gás têm se destacado na adoção de medidas, como: redução das emissões de GEE das operações; implementação de tecnologias de captura e armazenamento ou uso de carbono (CCS e CCUS); investimento em projetos de energia renovável; e implementação de mecanismos de compensação de emissões. A compensação é vista como fundamental para alcançar a neutralidade líquida de carbono após o esgotamento de estratégias para efetiva descarbonização. Uma opção que tem sido discutida é a remoção e fixação de carbono, por meio de projetos de conservação e restauração florestal.

Quanto às iniciativas governamentais relacionadas ao setor energético como um todo, destacam-se o fomento aos biocombustíveis por meio do Programa Renovabio e as trajetórias de

expansão renovável indicadas no PDE. Especificamente para o setor elétrico, ressaltam-se avanços regulatórios, como a Lei n. 14.120/21, que prevê a implementação de mecanismos que considerem benefícios ambientais, e o substitutivo do Projeto de Lei n. 2.148/2015 e seus apensados, que trata da criação do Sistema Brasileiro de Registro e Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBRC-GEE).

Por fim, é indiscutível que o setor deve seguir contribuindo com a minimização das mudanças climáticas, por meio de investimentos e implementação de medidas que reduzam e compensem as emissões. A tendência é direcionar cada vez mais esforços para o desenvolvimento de novas soluções e tecnologias de descarbonização, levando-se em conta o processo de transição energética desejado.

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 (EPE, 2022), foram indicados benefícios e oportunidades associados a cada uma das fontes. A partir desse levantamento, foram vislumbradas as seguintes oportunidades socioambientais estratégicas: o aproveitamento energético dos resíduos, a otimização de recursos e de infraestrutura e os mecanismos de sustentabilidade para projetos energéticos.



Aproveitamento energético dos resíduos

A oportunidade de aproveitar energeticamente os resíduos é abordada no âmbito do planejamento energético em função

da alta disponibilidade de resíduos agropecuários e urbanos em todas as regiões brasileiras. Mais do que alcançar soluções apropriadas para a correta disposição de resíduos, buscar alternativas de seu aproveitamento como recurso energético é uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos. Vale destacar a possibilidade de obtê-los a partir de diferentes matérias primas e rotas, o que permite uma variedade de usos energéticos, tais como combustíveis veiculares com o biometano e geração elétrica a partir do biogás ou da incineração.

Ao observar as atividades geradoras de resíduos, nota-se que ainda há um potencial energético considerável e diversificado a ser aproveitado, dentre os quais destacam-se os seguintes usos: sebo bovino e óleo usado, para a produção de biodiesel; vinhaça, resíduos sólidos urbanos, agropecuários e efluentes domésticos, para a produção de biogás ou combustível derivado de resíduo; e resíduos florestais e agrícolas, como palha e ponta, para a geração elétrica. Além do ganho energético, a utilização desses substratos pode

contribuir para uma 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 ou lixões e ainda é gerado o digestato, um rico biofertilizante. Especialmente no caso de uso energético dos resíduos sólidos urbanos e efluentes domésticos, é notável a sua potencialidade para promover o saneamento básico, questão socioambiental crítica nas grandes metrópoles do País. Com o compromisso global para redução de metano assinado pelo Brasil na COP26, cresce a relevância da produção do biometano, que, além de captar o gás metano, é equivalente e intercambiável ao gás natural veicular.

O arcabouço institucional, com a Política Nacional de Resíduos Sólidos e o Programa Renovabio, as linhas de financiamento e os projetos de descarbonização e, mais recentemente, o novo marco do saneamento (Lei n. 14.026/2020), indicam a relevância do aproveitamento energético de resíduos. Neste sentido, estimular a gestão de resíduos no País e a ampliação da coleta e tratamento de esgoto podem ser caracterizadas como oportunidades, visto que a melhoria desses serviços poderia incorporar a geração de energia a partir de resíduos gerando modelos de negócios sustentáveis e melhorando aspectos sociais, ambientais e econômicos para a sociedade brasileira.



Otimização de recursos e de infraestrutura

Empreendimentos já instalados para geração e transporte de energia podem ser otimizados ou utilizados para outros fins contribuindo para um melhor aproveitamento do recurso energético e para a minimização de impactos ambientais.

Por meio da repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas existentes é possível incrementar a capacidade hidrelétrica brasileira, otimizando o aproveitamento dos recursos hídricos para a geração de energia. Os níveis de

confiabilidade e eficiência do parque hidrelétrico existente poderão ser aprimorados, além de representar uma grande oportunidade na medida em que se evitam as interferências socioambientais associadas à construção de novos projetos e se busca um uso mais eficiente do recurso hídrico. Estudos de planejamento (EPE, 2019a) apontaram ganhos de energia e capacidade para o SIN, bem como outros efeitos positivos, com medidas de repotenciação e modernização para um grupo de UHEs existentes. Ao considerar a importância, a dimensão e a idade do parque hidrelétrico brasileiro existente, é observado um potencial significativo (50 GW) para repotenciação e modernização de UHEs no País. Iniciativas recentes mostram uma movimentação do setor elétrico para a modernização de UHEs. Entretanto, ressalta-se que de modo a alavancar esse novo mercado, ainda são necessários aprimoramentos regulatórios e nos instrumentos de incentivos econômicos capazes de mobilizar mais empreendedores para esse fim.

Especificamente no caso de PCHs, 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.

Mecanismos que incentivem a hibridização das fontes com empreendimentos já existentes (geração de energia solar fotovoltaica em reservatórios de hidrelétricas ou em parques eólicos existentes, por exemplo) podem fomentar o compartilhamento de sistemas elétricos, minimizando a necessidade de novas obras e reduzindo os impactos socioambientais associados. A regulação já permitia, no SIN, o compartilhamento de terreno e sinergias construtiva e operativa (EPE, 2019b) e recentemente a Aneel aprovou a regulamentação para usinas híbridas e associadas.

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 (Resolução ANP n. 685/2017 e Resolução ANP n. 8/2015) e o hidrogênio (azul e turquesa, produzidos a partir do gás natural e que estão entre as rotas vislumbradas para o Programa Nacional de Hidrogênio). A expertise do setor petrolífero na instalação de estruturas, logística e operações no ambiente marinho também poderá beneficiar o desenvolvimento da eólica *offshore*.



Mecanismos de sustentabilidade para projetos energéticos

Há uma conjuntura global de pressão pela construção de um cenário de negócios cada vez mais sustentável que parte de um maior envolvimento e comprometimento dos empreendedores com as mudanças climáticas (descarbonização e adaptação), a comunidade local, e a manutenção dos recursos naturais e dos serviços ecossistêmicos. Nesse sentido, foram criados diferentes mecanismos visando promover a sustentabilidade e agregar valor socioambiental aos projetos de energia.

O setor energético tem o papel de usuário de serviços ecossistêmicos, possuindo uma relação de interdependência com o clima e os recursos naturais. Partindo dessa ideia, foi vislumbrada como uma oportunidade investir em práticas de sustentabilidade que resultem em múltiplos benefícios, inclusive energéticos, obtidos com a sinergia de ações relacionadas à biodiversidade, às comunidades locais, aos serviços ecossistêmicos e à adaptação às mudanças climáticas. Atualmente, oportunidades dessa natureza são mais evidentes para empreendimentos hidrelétricos, considerando a forte dependência da disponibilidade do recurso hídrico.

Com esse foco, projetos hidrelétricos têm desenvolvido programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSAs) com arranjos que reconhecem os proprietários rurais como provedores de serviços como a proteção e recuperação de mananciais hídricos. Esses programas foram recentemente ancorados pela Lei n. 14.119/2021. Os programas citados visam melhorias na qualidade e na

disponibilidade do recurso hídrico e, portanto, são esperados também benefícios para a gestão do sistema elétrico, aumentando a sua resiliência frente às alterações climáticas.

Com o avanço na criação de instrumentos de certificação voltados para a descarbonização, surgem oportunidades para todas as fontes renováveis. Dentre os mecanismos já implementados, destaca-se a transação regulamentada no programa brasileiro Renovabio, em que o produtor certifica sua produção de biocombustíveis e pode vender créditos de descarbonização (CBios), calculados em função de notas de eficiência energético-ambiental. No caso de empreendimentos elétricos renováveis, é possível buscar a certificação para transacionar certificados de energia renovável, sejam os validados pelo sistema Global I-REC, que tem padrões internacionais para contabilizar carbono, ou outros, desde que atendam aos padrões reconhecidos para contabilização em inventários de emissões. Além do ganho financeiro, as oportunidades citadas possibilitam aos projetos renováveis agregar valor socioambiental e obter 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 ASG (sigla para Ambiental, Social e Governança) e que observam os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Essas ações resultam em benefícios socioambientais e contribuem com uma imagem positiva dessas empresas perante a sociedade.

Em uma perspectiva mais ampla, os tratados internacionais como a Agenda de Desenvolvimento Sustentável – Agenda 2030 e o Acordo de Paris (2015), dentre outros, consolidam esse movimento por meio de compromissos voluntários e propostas de metas a serem alcançadas pelas empresas. Diante desse contexto, é fundamental que o setor siga

identificando mecanismos que promovam a sustentabilidade ao mesmo tempo que geram

benefícios energéticos e agregam valor socioambiental e econômico aos projetos.

10.3 Energia e Mudança do Clima

O setor energético está fortemente relacionado com as questões climáticas seja pela sua relevância nas emissões de GEE na produção e uso de energia, seja pela sua vulnerabilidade às alterações do clima. Dessa maneira, as políticas e as discussões climáticas são determinantes para o planejamento energético.

Nessa lógica, o PDE foi instituído como o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas, tornando-se um instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (Lei n. 12.187/2009). O PDE também está diretamente relacionado ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 13, que compõe a Agenda 2030. Este ODS se refere às medidas para combater as mudanças climáticas e seus impactos e sua meta 13.2 trata da integração de medidas da mudança no clima nas políticas, estratégias e planejamentos nacionais.

As projeções de emissões associadas à expansão da produção e do uso de energia dos setores produtivos apresentadas no Plano servem como subsídio para definir as estratégias nacionais relacionadas às mudanças climáticas. Ao mesmo tempo, o próprio PDE já incorpora o resultado da adoção das medidas de mitigação e de adaptação em curso e previstas no horizonte decenal.

O setor de energia brasileiro se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. De acordo com o SEEG (2021), a participação do setor energético no perfil das emissões brasileiras foi de 18% em 2020, mantendo a tendência do panorama geral de emissões em que sobressaem aquelas relacionadas ao uso da terra (46%) e à agropecuária (27%).

Contudo, o Brasil ainda tem um caminho longo a percorrer para atingir padrões socioeconômicos comparáveis aos de países desenvolvidos. Por esse motivo, o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2031. Como mostrado adiante, as emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis.

Os próximos tópicos buscam apresentar compromissos nacionais relacionados às mudanças climáticas, compreender o perfil de emissões projetado neste PDE e as medidas de mitigação e adaptação em curso, e, por fim, discutir sobre os principais desafios e oportunidades para o setor energético.

ACORDOS E POLÍTICAS CLIMÁTICAS

O Brasil, signatário do Acordo de Paris, se comprometeu em sua Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC (Brasil, 2020), atualizada em dezembro de 2020, à redução de 37% de suas emissões em 2025 e de 43% em 2030. Tal compromisso é relativo a todo o conjunto da economia tendo como base as emissões de 2005. O documento menciona que a trajetória proposta é compatível com a neutralidade de emissões por volta do ano de 2060, porém o governo brasileiro

formalizou a antecipação para o ano de 2050 em outubro de 2021 (MRE, 2021).

Na NDC atual, não foram apresentadas metas setoriais. Porém, na COP26¹⁰⁵, a delegação brasileira anunciou as seguintes ações que vão além do texto da NDC (MMA, 2021a):

- 50% da matriz energética limpa até 2030¹⁰⁶;
- Zerar o desmatamento ilegal até 2028;
- Diminuir em 50% a emissão de carbono até 2030¹⁰⁷ e emissão líquida zero até 2050;
- Restaurar e reflorestar 18 milhões de hectares de florestas até 2030;
- Recuperar 30 milhões de hectares de pastagens degradadas;
- Reduzir 75% das emissões de gases poluentes do transporte de carga e incentivar a ampliação da malha ferroviária.

Adicionalmente, na **Tabela 10 - 4** são destacados outros compromissos assumidos pelo Brasil.

É importante observar que não há distribuição – e compromisso - formal de metas entre os diferentes setores, de forma que o País é livre para alocar seus esforços nas medidas mais custo-efetivas, podendo, portanto, atingir as metas por diferentes caminhos alternativos. Não obstante, o setor energético prevê e adota importantes medidas e iniciativas direcionadas para reduzir as emissões associadas à produção e à geração de energia. Ainda assim, o compromisso de neutralidade das emissões em 2050 traz desafios para o setor energético, particularmente no que se refere às emissões de difícil mitigação.

Cabe destacar ainda a criação do Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima e Crescimento Verde (CIMV), instituído pelo Decreto n. 10.845 de 2021, com o objetivo de definir diretrizes, articular e coordenar a implementação das ações e políticas públicas do País relativas à mudança do clima.

Tabela 10 - 4: Compromissos assumidos pelo Brasil na COP26

Anúncios	Descrição	Fonte
Compromisso Global sobre metano (Global Methane Pledge)	<ul style="list-style-type: none"> • Iniciativa para redução das emissões de metano mundiais; • Esforço conjunto para reduzir as emissões de metano até 2030 em 30% em relação às emissões de metano de 2020. 	Launch by US, EU and Partners of the Global Methane Pledge (europa.eu)
Declaração dos Líderes de Glasgow sobre Florestas e Uso do Solo	<ul style="list-style-type: none"> • Iniciativa para preservar as florestas e parar o desmatamento e a degradação dos solos até 2030. 	Glasgow Leaders' Declaration on Forests and Land Use - UN Climate Change Conference (COP26) at the SEC – Glasgow 2021 (ukcop26.org)

Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2021a), no ano de 2020, o setor energético emitiu cerca de 398 milhões de tCO₂eq. O valor foi bem abaixo do limite estabelecido no Decreto n. 9.578/2018 (868 milhões de tCO₂eq)¹⁰⁸. Além disso, apenas no setor de energia, houve uma redução de

4,6% das emissões em relação a 2019. A redução foi atribuída à diminuição de atividades emissoras, como o transporte e a produção industrial, sobretudo nos primeiros meses da pandemia da Covid-19.

¹⁰⁵ 26ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada entre 1 e 12 de novembro de 2021 na cidade de Glasgow, Escócia.

¹⁰⁶ Anúncio feito pelo Ministro de Minas e Energia durante painel sobre energia limpa na COP26 (MME, 2021a).

¹⁰⁷ Em relação ao ano base 2005 resultando em emissões absolutas em torno de 1,3 GtCO₂eq.

¹⁰⁸ O valor absoluto apresentado no artigo 18 do Decreto citado foi calculado com base no III Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE (MCTI, 2017).

Diante deste cenário e 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 continua sendo justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, a fim

de garantir que as emissões decorrentes da produção e uso de energia continuem baixas. A tendência apresentada neste Plano reflete as diversas medidas governamentais para manter essa característica da matriz energética brasileira.

Box 10 - 3: Desdobramentos da 26ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (COP26)

A COP26 foi realizada em novembro de 2021 na cidade de Glasgow, Escócia. Havia muita expectativa sobre os desdobramentos em relação a acordos e mecanismos para reduzir as emissões de GEE. O texto final da Conferência deixou lacunas, como os compromissos climáticos entregues pelos países, considerados insuficientes para colocar o mundo na rota de 1,5°C. Portanto, essa tarefa ficou para a COP27, no Egito. Mas a COP26 trouxe avanços importantes, sobretudo para criação de um mercado de carbono internacional e para reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

O "Pacto de Glasgow para o clima" foi o primeiro documento de uma COP a associar o aquecimento global aos combustíveis fósseis, como o carvão e o petróleo. Embora o texto final tenha ficado vago quanto a prazos e metas, foi a primeira vez que se reconheceu o problema específico provocado pelas emissões de fontes fósseis.

Ainda que não tenha sido assinado um pacto paralelo, comprometendo os países desenvolvidos com um prazo para o fim da produção e do consumo de combustíveis fósseis, o acordo firmado na COP26 ressalta a necessidade de acelerar a transição energética. E cerca de 450 organizações financeiras, que controlam US\$ 130 trilhões, ou 40% dos ativos mundiais, concordaram em direcionar parte do financiamento das indústrias carbono intensivas para fomentar fontes renováveis.

O texto final também solicita aceleração nos esforços para reduzir subsídios ineficientes aos combustíveis fósseis e ao carvão que não use tecnologia de compensação e captura de emissões. Nesse sentido, um grupo de 40 países, incluindo Reino Unido, Canadá, além de outros grandes consumidores, assinou um acordo paralelo para eliminar o uso de carvão mineral de sua matriz energética entre 2030 e 2040. Dentre os países que não assinaram, estão Brasil, China e Estados Unidos.

A declaração de Glasgow sobre Carros e Ônibus de Emissão Zero é outro documento com potencial para reduzir o consumo de combustíveis fósseis que, segundo o IPCC, responde por aproximadamente 25% das emissões mundiais totais de GEE. Trata-se de um setor que exige soluções inovadoras e financiamento de transporte coletivo e combustíveis alternativos de baixo carbono. O texto assinado prevê o fim das vendas de motores de combustão interna em 2040 no mundo todo e até 2035 nos principais mercados. Pelo menos 13 nações também se comprometeram a acabar com a venda de veículos pesados movidos a combustíveis fósseis até 2040.

PROJEÇÕES E ANÁLISE DE EMISSÕES DE GEE

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do País. Em 2031, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 529 MtCO₂eq (**Tabela 10 - 5 e Gráfico 10 - 1**). 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.

Atualmente, os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial, que respondiam em 2021 por 48% e 18% do total de emissões, respectivamente (**Gráfico 10 - 1**). Ao longo do horizonte, esses setores continuarão, em conjunto, responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando quase 65% em 2031.

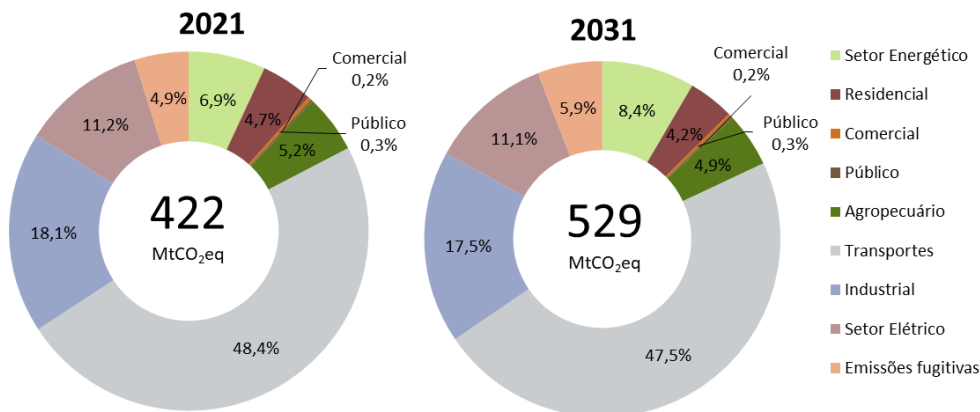
Tabela 10 - 5: Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Var % 2021/31
	Mt.CO ₂ eq												
Setor Elétrico	27	47	33	32	32	33	37	43	48	53	58	59	24%
SIN	21	34	18	17	17	17	20	25	29	34	38	39	17%
Autoprodução	6	14	14	15	15	16	16	17	18	19	19	19	42%
Setor Energético	23	29	31	32	35	38	39	41	43	44	45	45	53%
Residencial	26	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22	11%
Comercial	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	24%
Público	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22%
Agropecuário	16	22	22	23	23	24	24	24	25	25	26	26	18%
Transportes	141	204	211	214	217	219	222	227	232	238	244	251	23%
Industrial	62	76	77	78	80	82	84	85	87	89	91	93	21%
Emissões fugitivas	20	21	23	24	25	26	27	29	30	31	31	31	51%
TOTAL	316	422	419	426	435	444	456	473	488	504	518	529	25%

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 foram atualizadas de acordo com o 4º Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE (MCTI, 2021b). A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do Potencial do Aquecimento Global (GWP) para 100 anos conforme Quinto Relatório de Avaliação do IPCC - AR5 (CH₄=28 e N₂O=265) (IPCC, 2014).

Vale destacar que, em ambos os setores, ações para redução das emissões de GEE são consideradas nas projeções de oferta e demanda. Estas ações estão relacionadas à substituição de combustíveis com maiores fatores de emissão por combustíveis que emitam menos GEE, como o gás natural ou combustíveis renováveis, e medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte e processos industriais.

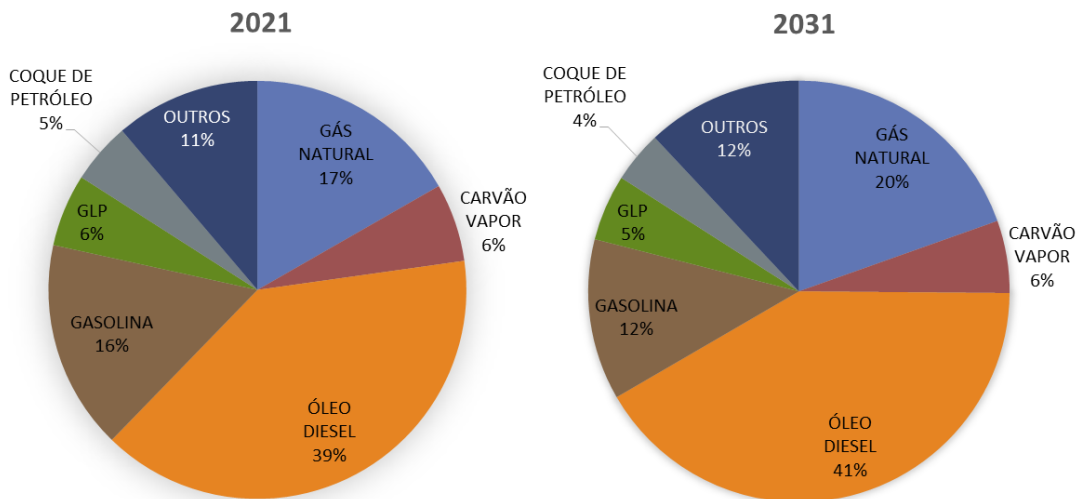
Em termos de variação ao longo do decênio, destaca-se o aumento de cerca de 50% no “Setor Energético” que inclui as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a produção de carvão mineral, bem como atividades de transformação de energia primária em energia secundária como o refino de petróleo, destilarias de etanol e carvoarias. Como a maior parte das emissões dessa rubrica recai sobre o setor de óleo e gás, as emissões fugitivas têm um aumento da mesma ordem de grandeza (50%).

Gráfico 10 - 1: Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO₂eq)


O crescimento esperado das emissões do setor energético e das respectivas emissões fugitivas enseja a necessidade de ações de mitigação no setor de óleo e gás. Já há iniciativas nesse sentido. O Plano Estratégico 2022-26 da Petrobras prevê o investimento de R\$1,8 bilhão em iniciativas de descarbonização, incluindo ações para redução nas emissões fugitivas como a implantação de flare fechado e sistemas de detecção de metano, entre outros. A EPE tem buscado aprimorar suas estimativas acerca das emissões fugitivas por meio da realização de pesquisa, treinamento e interação com instituições como ANP e IBP, visando uma melhor modelagem de cenários que incluam ações de mitigação dessas emissões fugitivas.

Como se pode observar a partir do **Gráfico 10 - 2**, os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (41%), o gás natural (20%) e a gasolina (12%). As emissões do gás natural são as que crescem com maior intensidade no período, uma vez que a fonte tem papel importante na garantia do suprimento,

especialmente considerando a maior penetração de fontes variáveis como eólica e solar, além da entrada em operação das novas usinas a gás natural inflexíveis incluídas pela Lei n. 14.182/2021. As emissões do óleo diesel também crescem substancialmente, consequência da concentração do modo rodoviário no setor de transportes e um limite para o aumento da mistura de biodiesel. Conforme as resoluções do CNPE, o teor de biodiesel no diesel foi reduzido para 10% em 2021 (MME, 2021b) e tem previsão para atingir 15% em 2023 (CNPE, 2018). A partir de 2023, segue estável até 2031. As emissões da gasolina crescerão apenas 8% ao final do período em relação a 2021 e, com isso, perdem participação em relação a outras fontes. Essa baixa taxa de crescimento se deve à expectativa positiva do impacto de políticas como o Renovabio no fomento aos biocombustíveis. A partir disso, pode-se concluir que as maiores oportunidades de redução de emissões no consumo de energia continuarão na substituição do diesel de origem fóssil e da gasolina no setor de transportes.

Gráfico 10 - 2: Emissões de GEE por combustível (MtCO_{2eq})


Os combustíveis renováveis podem substituir total ou parcialmente os fósseis. No horizonte decenal, é indicado um aumento de 48% da produção de etanol, atingindo cerca de 46 bilhões de litros em 2031, e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel¹⁰⁹, com expansão de cerca 75%, chegando a 11,6 bilhões de litros em 2031. Este cenário está alinhado às perspectivas de expansão do setor com a adoção da Política Nacional de Biocombustíveis, o Renovabio.

Além disso, as projeções de demanda de energia para o setor consideram cenário com ganhos em eficiência energética, alcançados por meio da evolução tecnológica (veículos novos, com melhor rendimento energético, por exemplo). A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é de 8% no último ano do horizonte.

Em relação às indústrias, que inclui o setor energético, foi realizada a mesma abordagem quanto aos ganhos de eficiência energética. No caso, são consideradas as tendências tecnológicas que possam aumentar a eficiência de equipamentos e processos e as políticas vigentes. A conservação de

energia resultante desses ganhos em eficiência é de quase 5% para o último ano do horizonte.

No SIN, as emissões de GEE podem variar substancialmente dependendo das condições hidrológicas. Situações de hidrologia desfavoráveis levam à necessidade de acionamento das termelétricas a combustível fóssil. No horizonte decenal, estima-se que em condições hidrológicas médias as emissões em 2031 fiquem em torno de 40 MtCO_{2eq}. Vale observar que as novas termelétricas a gás natural inflexíveis incluídas pela Lei n. 14.182/2021 (8 GW, com 70% de inflexibilidade) trarão impacto nas emissões do setor elétrico. Ainda assim, as emissões do setor elétrico podem ser consideradas baixas em 2031, representando cerca de 11% de todas as emissões do setor Energia (em 2020 representou 12,5%).

Cabe ressaltar também que a expansão da infraestrutura de gasodutos pode mitigar emissões de setores econômicos de difícil abatimento em sua zona de influência, além de trazer ganhos de eficiência sistêmica na logística de combustíveis, contribuindo para reduções adicionais de emissões. E, ainda, tem potencial de ser base para o

¹⁰⁹ A Resolução CNPE n. 16/2018 estabeleceu o incremento gradual da mistura de biodiesel ao diesel mineral, com o B15 previsto para 2023. Em março de 2020, o B12 entrou em vigor.

aproveitamento econômico de biogás/biometano e de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

Ao longo do horizonte decenal, as estimativas para a geração de eletricidade se mantêm com o nível de renovabilidade de 84%, crescendo a participação da energia solar, eólica e da biomassa. Ao se incluir a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes não emissoras de GEE soma 87% do total da geração de energia elétrica em 2031.

Dessa forma, diferentemente do que ocorre na maioria dos países, no Brasil o setor elétrico contribui pouco para o total de emissões de gases de efeito estufa e a estratégia prevista neste PDE 2031 procura manter e ampliar essa condição. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício e tenham menor custo marginal de abatimento de emissões.

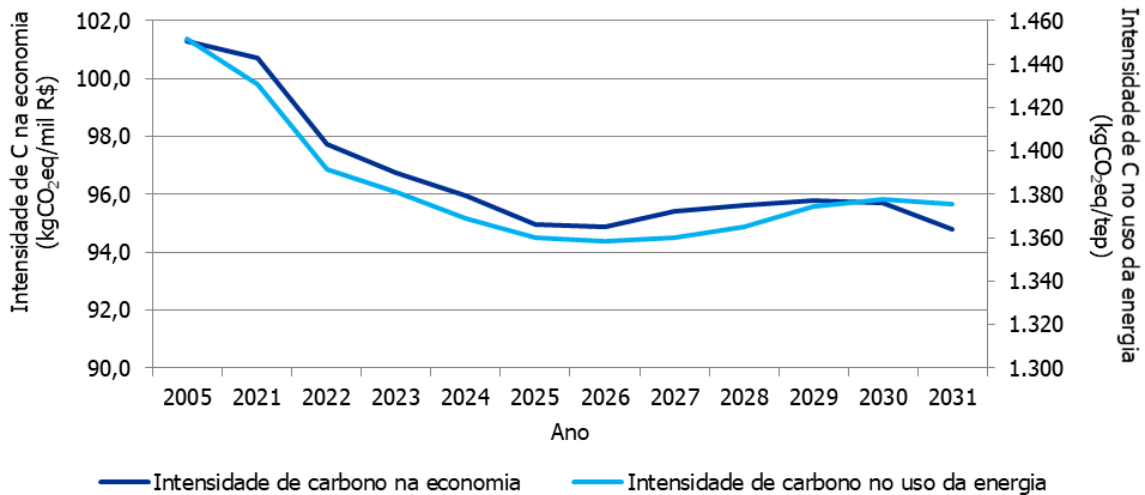
Nesse sentido, é fundamental que o País procure ampliar o conhecimento sobre os custos de abatimento de emissões nos diversos setores da economia (curvas de abatimento) a fim encontrar e priorizar as medidas mais custo-efetivas.

Tomando como base o IV Inventário Nacional de emissões e remoções de GEE (MCTI, 2021b), o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 67% entre 2005 e 2031. Entretanto, esse incremento é inferior ao esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (73%),

conforme mostrado no **Gráfico 10 - 3**. Isso significa que, no cenário deste PDE, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2031 (kgCO₂eq/tep) será menor que aquele verificado em 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia (kgCO₂eq/PIB) também deverá ser decrescente ao longo do horizonte decenal, chegando em 2031 a 94,8 kgCO₂eq/R\$ mil [a preços de 2010]. Com esta tendência, cada tonelada equivalente de petróleo produzida e cada real gerado pelo produto interno do País terão um menor conteúdo de carbono, em convergência com a transição para uma economia de baixo carbono. A inflexão nas curvas de intensidade a partir de 2026 refletem o período de entrada das termelétricas a gás natural. A tendência é que a curva de intensidade de carbono no uso da energia volte a cair após o horizonte decenal.

Considerando essa tendência decrescente nos indicadores, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2031 está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC. As ações incorporadas neste Plano como: a expansão de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, o crescimento do uso de biocombustíveis, o aumento das medidas de eficiência energética, a expansão da rede de transmissão, entre outras, permitirão ao Brasil melhorar os indicadores de desempenho de sua matriz energética e se manter entre os países que menos emitem gases de efeito estufa na produção e consumo de energia.

Gráfico 10 - 3: Evolução da intensidade de carbono



ADAPTAÇÕES ÀS MUDANÇAS DO CLIMA

Embora o corte dos gases de efeito estufa seja prioridade para aqueles países e setores que emitem muito, a adaptação às mudanças climáticas deverá ser pauta destacada nas próximas negociações sobre clima, assim como já se encontra na agenda de tomada de decisão de empresas e governos para o planejamento das infraestruturas dos setores produtivos, com destaque para o energético. Diversas plataformas ao redor do planeta, reunindo dados e estudos, endereçam o tema da adaptação, visando organizar e divulgar estratégias para enfrentar os desafios de superação dos impactos decorrentes das mudanças climáticas. No Brasil, podemos citar como referência o AdaptaClima¹¹⁰ do MMA e o AdaptaBrasil¹¹¹ do MCTI.

Uma questão importante relativa à adaptação, que as plataformas e documentos nacionais e internacionais abordam, é que se preveem ações de adaptação em face de mudanças climáticas graduais, assim como de eventos extremos, no âmbito da produção e distribuição de energia. Naturalmente, os publicadores também alertam para a combinação

potencialmente mais grave dessas ameaças. Nesse ponto, cumpre destacar que o sistema energético se relaciona com diversos outros setores da sociedade. Então, ainda que, para proteger seus ativos, o setor energético proceda ações de adaptação, haverá necessidade de estratégias inovadoras plurais e integradas.

Retomando os aspectos energéticos, todas as fontes, renováveis ou não renováveis, e suas infraestruturas, estão sujeitas a esses fenômenos climáticos e necessitam incorporar ações de adaptação que sejam de ordem técnico-científica, administrativa, operacional ou construtiva. O planejamento locacional e de investimentos para decisão de novos empreendimentos, assim como para garantia de segurança dos empreendimentos existentes, estará progressivamente mais atento aos desafios da adaptação.

Os impactos ao sistema energético mais reiterados por estudiosos em relação às mudanças climáticas graduais são o aumento da temperatura média, a diminuição da precipitação média, o

¹¹⁰ O AdaptaClima foi lançado em 2017, com o “objetivo de contribuir para a superação dessa lacuna de conhecimento e para o alcance do 1º objetivo do Plano Nacional de Adaptação, que prevê entre suas metas uma “plataforma online de gestão do conhecimento em adaptação criada e disponível à sociedade”, MMA (2021b).

¹¹¹ O AdaptaBrasil MCTI foi instituído em 2020, com o “objetivo de consolidar, integrar e disseminar informações que possibilitem o avanço das análises dos impactos da mudança do clima, observados e projetados no território nacional, dando subsídios às autoridades competentes pelas ações de adaptação”, MCTI (2021a).

aumento de ventos em áreas áridas e litorâneas e a elevação do nível do mar. Isolados ou combinados, esses impactos amplificam vulnerabilidades e diminuem eficiência, podendo reduzir ou mesmo interromper a operação das instalações e das infraestruturas de energia. As medidas de adaptação em resposta podem variar desde a utilização de equipamentos com melhor vedação climática, reuso da água, refrigeração a seco etc. até a construção de obras de proteção, realocação de projetos ou sua construção em locais mais seguros.

Em relação a eventos climáticos extremos, cuja incidência se torna mais frequente, são citados calor extremo, ventos fortes, tempestades, inundações, deslizamentos de terra, aridez, frequência de raios, incêndios, dentre outros. Os impactos oriundos dessas ameaças também acentuam a vulnerabilidade de equipamentos e estruturas, além de reduzir eficiência, com implicações diretas na geração de energia. As ações de adaptação necessárias também vão desde medidas físicas de obras de proteção a medidas técnicas como restrições operativas e construtivas, adequação dos planos de contingência, investimento na melhoria das previsões climáticas de curto prazo, aumento da capacidade e flexibilidade, e consideração da intermitência no planejamento energético.

No que tange à adaptação às mudanças climáticas, pressupõem-se que uma matriz energética altamente renovável é também mais sensível aos efeitos climáticos. Embora ainda haja incertezas e limitações dos modelos de projeção climática, já se verifica certa convergência nas projeções quanto às alterações no regime de chuvas para algumas regiões brasileiras, especialmente no Nordeste e no Norte, o que impactaria diretamente a geração hidrelétrica.

Com essa perspectiva, a EPE incluiu nos estudos do PNE 2050 algumas simulações considerando redução na geração hidrelétrica

(baseada em dados disponíveis na literatura). Os resultados mostram que as mudanças hidrológicas estimadas pelos modelos climáticos poderiam trazer alterações significativas nas decisões de investimento do setor, alterando a participação das diferentes fontes na matriz elétrica, aumentando o custo total da expansão e também as emissões de GEE. O objetivo desse tipo de simulação é que o setor possa se preparar antecipadamente para eventuais mudanças no regime hídrico que possam diminuir a disponibilidade de geração hidrelétrica e, em última instância, garantir a segurança do sistema. No Box 10.4, é apresentada a linha de ação para tratar a adaptação às mudanças climáticas que vem sendo seguida pelo planejamento energético.

O Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima (PNA) é a referência nacional para promover a redução da vulnerabilidade às alterações climáticas e gerir seus riscos. O MME faz parte do grupo técnico¹¹² responsável pela revisão do recém aprovado Relatório Final de Monitoramento e Avaliação do Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima - Ciclo 2016-2020¹¹³.

Integrado ao PNA e à NDC brasileira, o Projeto “Aprimoramento de serviços climáticos para investimentos em infraestrutura”, CSI na sigla em inglês, é desenvolvido pelo MMA, em parceria com a GIZ e o INPE, e tem o MME e a EPE como colaboradores. O objetivo é aumentar a utilização de informações climáticas nacionais no planejamento e na avaliação dos riscos climáticos dos investimentos em infraestrutura no País (GIZ, 2020). A CGT Eletrosul participou de um dos estudos piloto do Programa CSI. Nele, foram avaliadas as principais ameaças climáticas que impactam estruturalmente as linhas de transmissão. Um dos resultados foi o desenvolvimento de uma ferramenta para gerenciamento de riscos climáticos dentro da empresa (CGT Eletrosul, 2021).

¹¹² Grupo Técnico Temporário de Adaptação à Mudança do Clima (GTAdapta) instituído pela Resolução n. 3, de 17/08/2021.

¹¹³ Aprovado pela Resolução n. 6 de 20/10/2021, o Relatório traz a revisão do primeiro ciclo e diretrizes para o segundo ciclo (2021-2025) de avaliação do Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima.

Box 10 - 4: A vulnerabilidade da hidroeletricidade quanto à disponibilidade hídrica

Ao observarmos o panorama atual das alterações climáticas, a principal questão enfrentada pelo setor energético brasileiro está relacionada com as incertezas quanto à disponibilidade hídrica futura. Embora ainda haja imprecisões e limitações dos modelos de projeção climática, há conclusões concretas de que ocorre uma mudança nos padrões de temperatura (IPCC, 2021), com prováveis reflexos nas precipitações e, conseqüentemente, no perfil das séries de vazões dos cursos d'água. A essa circunstância, ainda se somam duas variáveis importantes quanto à disponibilidade futura do recurso hídrico: o aumento dos diversos usos da água com previsão de demanda crescente (ANA, 2019); e mudanças no uso e cobertura do solo, cuja avaliação é complexa.

A disponibilidade hídrica pode afetar diversas fontes energéticas, no entanto, diante da configuração do sistema brasileiro, pode-se afirmar que a hidroeletricidade será a fonte mais impactada. Considerando a importância da participação dessa fonte, tanto com a capacidade instalada atual como a modernização prevista para o horizonte decenal, e sua ampla distribuição geográfica, espera-se que alterações no regime de chuvas em qualquer região brasileira devam impactar diretamente a geração hidrelétrica. Além disso, a crescente utilização da água para outros fins acaba por restringir a disponibilidade do recurso hídrico, e conseqüentemente, as condições de operação das usinas.

Não há ferramentas que permitam quantificar, com razoável confiança, a magnitude da alteração nas vazões e em que proporção ela ocorrerá nos próximos 10 anos. No entanto, ainda que seja difícil antecipar e medir essas mudanças, é fundamental que o planejamento energético analise as repercussões possíveis a fim de garantir a segurança do sistema. Para isso, é preciso discutir estrategicamente a questão e buscar caminhos para aprimorar a representação da questão hídrica nos modelos computacionais de planejamento.

Com esse intuito, o planejamento energético tem buscado discutir e implementar ações na linha de adaptação às mudanças climáticas, em conjunto com outras instituições que tratam de recursos hídricos e temas correlatos: i) analisar restrições operativas existentes; ii) aprimorar metodologia para a reconstrução das séries de vazões e geração de cenários; iii) investir no fortalecimento das relações institucionais buscando qualidade e previsibilidade na governança da água e dos dados; iv) rever estratégias de modelagem das restrições operativas no médio e longo prazos; v) aprimorar parâmetros para a percepção de risco; e vi) propor e elaborar novos estudos de sensibilidade sobre mudanças climáticas, uso do solo e resiliência.

DESAFIOS, INICIATIVAS E OPORTUNIDADES

Os compromissos internacionais e as políticas nacionais que visam a redução de emissões refletem a importância da gestão das emissões de GEE na produção e geração de energia. Não por acaso, esta temática foi reconhecida como um desafio socioambiental estratégico da expansão, conforme mencionado no item 10.2.

Além das medidas de redução de emissões já tradicionalmente adotadas e citadas anteriormente, como o programa Renovabio e os avanços em eficiência, o setor energético brasileiro tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista as particularidades do País e a custo-efetividade dos caminhos possíveis. Neste escopo,

merecem registro outros desafios específicos, iniciativas e possíveis oportunidades associadas.

Uma das maiores dificuldades do controle das emissões no setor energético, bem como em outros setores, é a falta de sinalização do custo das emissões de GEE para sociedade. A valoração das emissões permitiria a internalização das externalidades produzidas pelo setor de energia. Para tal, diversos instrumentos vêm sendo analisados, e, dentre eles, a precificação de carbono tem sido indicada como a abordagem mais custo-efetiva para os países cumprirem suas NDC.

Nesse sentido, conforme descrito no Box 10.5, ressalta-se o Projeto PMR Brasil, que buscou avaliar

as alternativas de precificação de carbono para contribuir com a implementação da PNMC após 2020 (ME, 2021). Além disso, para o setor elétrico, estão em discussão mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais da Lei n. 14.120/2021, e, de forma mais ampla, sobre a criação do Sistema Brasileiro de Registro e Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBRC-GEE) com o Projeto de Lei (PL) n. 2.148, de 2015.

Cabe destacar ainda que as tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês carbon, capture and storage) ou que incluam o seu uso (CCUS) também podem ter um papel relevante para alcançar os objetivos de baixo carbono. Atualmente a maioria dos projetos se concentram no aumento da recuperação de petróleo nos reservatórios¹¹⁴, e, no Brasil, somente em 2019, a Petrobras reinjetou 4,6 milhões de toneladas de CO₂ (Petrobras, 2020). Outras tecnologias podem ser viabilizadas à medida que haja redução dos custos

com a curva de aprendizagem, sejam implementadas políticas de incentivos, entre outros estímulos.

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 redução de emissão. 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. Neste sentido, a EPE vem trabalhando em cooperação com o BNDES com o objetivo de avaliar e propor mecanismos para conectar as compensações de emissões do setor de O&G e as atividades de restauração ambiental de forma a aproveitar as oportunidades que esses dois setores oferecem (EPE, 2021b).

Box 10 - 5: Precificação de carbono

A precificação de carbono é um importante instrumento derivado do princípio poluidor pagador que tem como objetivo reduzir as emissões de GEE e vem sendo adotado no mundo inteiro para apoiar o cumprimento dos compromissos climáticos. Segundo o Banco Mundial, existem hoje 61 iniciativas de precificação implementadas, agendadas ou em análise (Banco Mundial, 2021). As iniciativas, com sistemas variados (mercado de emissões, tributos e híbrido), apresentam diferentes escopos, metas, setores envolvidos e estratégia de uso das receitas.

O avanço na definição de um mercado mundial de carbono estava travado por falta de consenso nas regras do Artigo 6º do Acordo de Paris. O Artigo 6º prevê a cooperação voluntária entre os países para a implementação de NDCs para permitir maior ambição nas políticas climáticas, promover o desenvolvimento sustentável, e garantir a integridade ambiental. Os mecanismos consagrados neste Artigo formam o arcabouço legal para permitir a mitigação de mudanças climáticas baseada nos instrumentos de mercado e cooperação internacional.

A aprovação das regras do Artigo 6º se configurou como uma das maiores vitórias do Pacto de Glasgow e criou grandes expectativas para a criação do mercado internacional de carbono, sobretudo para o Brasil, que tem potencial de ser exportador de créditos de carbono, principalmente devido aos setores de energia e de floresta.

Entre os pontos importantes das definições das regras, destacam-se o ajuste correspondente, iniciativas não mercadológicas e projetos de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL), linha de base e certificação das transações, que ficará a cargo de um organismo sob a Convenção sobre Mudança Climática da ONU.

Um ponto importante para o Brasil foi a possibilidade de validar os créditos de carbono gerados no período de 2013 a 2020 a partir de projetos de MDL já existentes. Esses créditos poderão ser utilizados para o abatimento da NDC até 2030.

A implementação do ajuste correspondente para se evitar a possibilidade de uma dupla contagem na dedução dos créditos de carbono representa uma relevante vitória para mitigação global dos GEE. Assim, numa transação de créditos de carbono, o país vendedor deve somar os créditos vendidos em sua NDC e o país comprador subtraí-

¹¹⁴ Recuperação avançada de petróleo (EOR, do inglês Enhanced oil recovery).

Box 10 - 5: Precificação de carbono

los. Ajustes correspondentes serão aplicados a todas as unidades transferidas no Artigo 6.2 e no 6.4, para setores e gases, políticas e medidas dentro ou fora da NDC. Para uso no mercado voluntário doméstico, entretanto, não se aplicam ajustes correspondentes. A orientação para o novo mecanismo de crédito estabelecido pelo Artigo 6.4 inclui requisitos mais ambiciosos para a fixação de linhas de base na comparação com antigo MDL. Além disso, especifica que os resultados de mitigação pelo Artigo 6.2 resultem de atividades cujas linhas de base tenham sido estabelecidas de forma conservadora, abaixo das projeções de emissões dos cenários *business as usual* que levem em conta as políticas existentes.

Outro ponto favorável foi a decisão que estabelece uma estrutura para iniciativas não mercadológicas, do Artigo 6.8, com a criação do Comitê de Glasgow de Abordagens Não-Mercadológicas. Esse Artigo visa promover a ambição de mitigação e adaptação; ampliar a participação dos setores público e privado na implementação das NDCs e permitir oportunidades para a coordenação entre os instrumentos e arranjos institucionais relevantes.

Porém nem todos os pontos do Artigo 6º foram resolvidos. Ainda não houve consenso sobre a utilização de créditos de projetos de Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação (REDD). A consideração do REDD no Artigo 6.2 será discutida no próximo encontro técnico do *Subsidiary Body of Scientific and Technological Advice* e sua inclusão no Artigo 6.4 depende de aprovação de metodologia específica.

O Brasil está preparado para entrar num mercado mundial de carbono?

No âmbito nacional, existem debates e iniciativas que podem contribuir para a implementação de mecanismo de precificação de carbono no País. Além da experiência com o Renovabio, de transação doméstica de Créditos de Descarbonização (Cbios), o Projeto *Partnership for Market Readiness* (PMR) avaliou a possibilidade de implementação da precificação entre os instrumentos de implementação da Política Nacional sobre Mudança do Clima no pós-2020. O PMR indicou o sistema de comércio de emissões (SCE) como instrumento mais adequado para o País, sendo sugeridos princípios norteadores para a sua implementação. Adicionalmente, o tema também tem sido discutido no âmbito da Lei n. 14.120/2021, sobre a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, e do Projeto de Lei (PL) n. 2.148/2015, sobre a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE).

Saiba mais sobre o trabalho relacionado à Precificação de Carbono desenvolvido pela EPE acessando os conteúdos do ciclo de debates sobre os efeitos da Lei n. 14.120/2021 “Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - É hora de um mercado de carbono?” (EPE, 2021c); e da Nota Técnica “Precificação de Carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil” (EPE, 2020).

O Brasil apresenta enorme potencial e uma série de vantagens competitivas neste segmento. Além disso, tais soluções são versáteis por contribuir simultaneamente com a mitigação de GEE e com a adaptação às mudanças climáticas. Contudo, ainda há obstáculos para viabilizar mecanismos desse tipo.

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) elaborou sua estratégia inicial com o compromisso de redução das emissões da navegação internacional em até 50% em 2050 comparado com 2008, e, recentemente, adotou medidas obrigatórias de eficiência energética (IMO, 2021). 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, com o objetivo de atingir neutralidade no crescimento das emissões do setor aéreo internacional com base nos níveis de 2020 (ICAO, 2021). No Brasil, a ANAC é o órgão responsável pela implementação e fiscalização do Corsia (ANAC, 2021).

Ainda cabe ressaltar iniciativas de empresas para a redução ou compensação das suas emissões de GEE, tais como o estabelecimento de metas de redução de emissões, aumento de eficiência, compra de créditos de carbono no mercado voluntário e investimento em conservação de florestas. A adoção de medidas e práticas sustentáveis relacionadas às

mudanças climáticas vem sendo incorporada a partir da consideração de critérios ambientais, sociais e de governança (ASG) nos investimentos, associações com iniciativas que almejam objetivos de baixo carbono, entre outros.

Ressalta-se que algumas iniciativas e campanhas têm se mostrado relevantes para mobilizar e promover a colaboração das empresas e governos no combate às mudanças climáticas, tais como: *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI); *UN Global Compact – Business Ambition for 1.5°C*; *We Mean Business Coalition*; *Science-based targets*; *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD); *Carbon Disclosure Project* (CDP), entre outras. A OCGI, por exemplo, que tem entre seus 12 membros empresas como Petrobras, Shell, TotalEnergies, entre outras atuantes no País, anunciaram a ambição de atingir a neutralidade das operações sob seu controle em prazo compatível com Acordo de Paris (Petrobras, 2021 e OGCI, 2021).

No âmbito do Diálogo em Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia, o Brasil foi escolhido como um dos líderes no tema da Transição Energética e apresentou dois compromissos voluntários em junho de 2021, chamados de pactos energéticos (*“energy compacts”*), relacionados a hidrogênio e Renovabio com intuito de acelerar o alcance das metas do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 (ODS 7), (MME, 2021c). O pacto

energético do hidrogênio almeja fortalecer pesquisa, desenvolvimento e inovação, promover capacitação e treinamento de pessoal e criar uma plataforma para coletar, organizar e disseminar informações sobre hidrogênio no Brasil. Já o pacto energético do Renovabio tem como meta reduzir em 10% a intensidade de carbono na matriz de transportes brasileiras até 2030.

Iniciativas e ações referentes aos desafios da adaptação às mudanças climáticas também estão sendo discutidas e implementadas em diversas esferas. No âmbito dos estudos do PNE 2050, foram incluídas algumas simulações considerando redução na geração hidrelétrica, a partir de estimativas oriundas de modelos climáticos, visando a segurança do sistema energético. Aliado a isso, o Box 10.4 traz um conjunto dessas ações voltadas para a melhoria do planejamento energético. Num âmbito mais plural e integrado, o Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima está em reavaliação com objetivo de apontar diretrizes para o seu segundo ciclo (2021-2025), incluídas aí as questões relativas à energia. Diante do que foi comentado, nota-se que há desafios importantes a serem tratados. Ao mesmo tempo, o setor energético tem se empenhado para compreender o cenário e desenvolver soluções de mitigação e adaptação. Eventualmente, algumas dessas soluções podem se tornar oportunidades interessantes.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

- Com base na expansão prevista no PDE 2031, 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.
- Para a região Nordeste, destacam-se os efeitos cumulativos e sinérgicos da combinação de interferências de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e de linhas de transmissão sobre o tema Biodiversidade. Para o Sudeste, o tema Recursos Hídricos se destaca devido à grande concentração de empreendimentos em operação e aos conflitos já existentes, sobretudo de uso da água. No Sul, também foi ressaltado o tema Biodiversidade, em função de efeitos de empreendimentos em remanescentes nativos e na fragmentação dos rios. No Norte, a sensibilidade é por conta da presença de populações e terras indígenas e o tema Povos e terras indígenas se sobressaiu. No Centro-Oeste, mais uma vez se destaca o tema Biodiversidade como reflexo da fragmentação dos rios devido à grande concentração de hidrelétricas existentes e planejadas.
- Diante dos temas socioambientais indicados e dos desafios apresentados para cada fonte energética, foram identificados três desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2031: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade; compatibilização da geração de energia com o uso da água; e gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia.
- Em relação ao desafio “compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade”, é importante a continuidade de iniciativas, articulações e esforços entre o setor de energia e de meio ambiente na busca por soluções conjuntas.
- Já para o desafio “compatibilização da geração de energia com o uso da água”, destaca-se o cenário de escassez hídrica e os baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos que marcaram o ano de 2021. A gestão dos usos múltiplos da água, sobretudo em regiões onde há conflitos pelo uso deste recurso, e o desenvolvimento de ferramentas para gerenciamento da água e de tecnologias que reduzam o seu consumo permanecem questões importantes para o desenvolvimento da expansão energética planejada.
- No que se refere à “gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia”, é indiscutível que o setor deve seguir contribuindo com a minimização das mudanças climáticas, por meio de investimentos e implementação de medidas que reduzam e compensem as emissões. A tendência é direcionar cada vez mais esforços para o desenvolvimento de novas soluções e tecnologias de descarbonização, levando-se em conta o processo de transição energética desejado.
- Adicionalmente, foram reconhecidas as seguintes oportunidades socioambientais estratégicas: o aproveitamento energético dos resíduos, a otimização de recursos e de infraestrutura e os mecanismos de sustentabilidade para projetos energéticos.
- O “aproveitamento energético dos resíduos” é uma chance de produzir energia e melhorar a gestão de resíduos a partir de modelos de negócios sustentáveis e melhorando aspectos sociais, ambientais e econômicos para a sociedade brasileira.
- A “otimização de recursos e de infraestrutura” contribui para um melhor aproveitamento do recurso energético e para a minimização de impactos socioambientais, sobretudo quando se evita a construção de novos projetos.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

- *A oportunidade “mecanismos de sustentabilidade para projetos energéticos” reforça a necessidade de o setor seguir identificando mecanismos que promovam a sustentabilidade ao mesmo tempo que geram benefícios energéticos e agregam valor socioambiental e econômico aos projetos.*
- *As políticas e as discussões climáticas são determinantes para o planejamento energético. Nessa lógica, o PDE foi instituído como o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas, tornando-se um instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima*
- *As emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Porém, o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2031 e, assim, as emissões do setor serão crescentes.*
- *Na COP26, em Glasgow, o Brasil anunciou atualização da meta da sua NDC se propondo a reduzir em 37% de suas emissões em 2025 e de 43% em 2030, tendo como base as emissões de 2005. O texto da NDC manteve a opção por não alocar metas formais entre os diferentes setores, de forma que o País pode atingir as metas por diferentes caminhos alternativos. Na ocasião, o governo brasileiro assumiu também o compromisso global sobre redução das emissões de metano, dentre outros.*
- *Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz.*
- *O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do País. Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial que, ao longo do horizonte, continuarão responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 65% em 2031. Os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (41%), o gás natural (20%) e a gasolina (12%).*
- *As ações incorporadas neste Plano como: a expansão de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, o crescimento do uso de biocombustíveis, o aumento das medidas de eficiência energética, a expansão da rede de transmissão, entre outras, permitirão ao Brasil manter os indicadores de desempenho de sua matriz energética entre os países que menos emitem GEE na produção e consumo de energia.*
- *O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal está de acordo com a trajetória apresentada na NDC brasileira. Assim, pode-se afirmar que o cenário do PDE está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.*
- *Nessa edição do PDE buscou-se dar maior ênfase para a adaptação às mudanças climáticas. As discussões acerca do assunto têm se amplificado e deverão ser pauta importante nos anos vindouros. As fontes renováveis de energia ao mesmo tempo que são solução para a mitigação das emissões de GEE, também são mais vulneráveis a alterações do clima. Neste ciclo, foi dada atenção especial às incertezas quanto à disponibilidade hídrica futura e aos impactos sobre a geração hidrelétrica das usinas existentes e planejadas.*
- *Por fim, quanto a emissões e mudanças climáticas, o setor tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras tendo em vista as particularidades do País e a custo-efetividade dos caminhos possíveis. Neste contexto, foram apresentados desafios, iniciativas e possíveis oportunidades com destaque para: a precificação de carbono e outros mecanismos financeiros, as tecnologias de captura e armazenamento de carbono e a restauração de ambientes naturais para compensar emissões de difícil mitigação.*

11. Consolidação dos Resultados

Este capítulo trata da consolidação das informações apresentadas ao longo do relatório, seguindo a metodologia do Balanço Energético Nacional. Os valores descritos nesse capítulo são referentes a projeções esperadas e, portanto, podem diferir de eventuais valores potenciais informados ao longo do documento. Para análises comparativas com o histórico energético brasileiro, consultar o Balanço Energético Nacional.

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja, aproximadamente

384 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 2,7%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,4% a.a., chegando a 2031 com uma oferta estimada em 945 TWh.

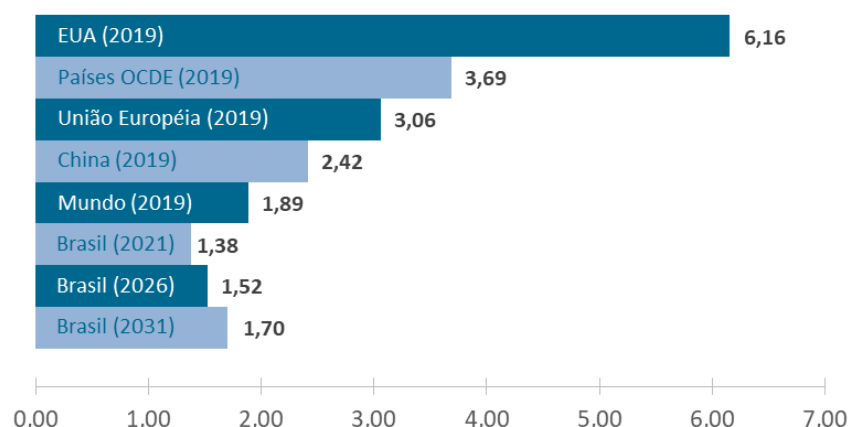
O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e se apresenta, ao final de 2031, em cerca de 317 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,5% a.a. (**Tabela 11 - 1**).

Tabela 11 - 1: Indicadores: economia e energia

Discriminação		2021	2026	2031	Variação média anual		
					2021 a 2026	2027 a 2031	2021 a 2031
População Residente	(10 ⁶ hab)	214,1	220,9	226,3	0,6%	0,5%	0,6%
PIB	(10 ⁹ R\$)	4.013	4.630	5.367	2,9%	3,0%	2,9%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	18,7	21,0	23,7	2,3%	2,5%	2,4%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	295,0	336,1	384,4	2,6%	2,7%	2,7%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,074	0,073	0,072	-0,3%	-0,3%	-0,3%
	per capita (tep/hab)	1,38	1,52	1,70	2,0%	2,2%	2,1%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	674,2	804,5	945,1	3,6%	3,3%	3,4%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	168,0	173,8	176,1	0,7%	0,3%	0,5%
	per capita (kWh/hab)	3.149	3.641	4.176	2,9%	2,8%	2,9%
Consumo final de energia	(10 ⁶ tep)	247,4	281,6	316,9	2,6%	2,4%	2,5%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,062	0,061	0,059	-0,3%	-0,6%	-0,4%
	per capita (tep/hab)	1,16	1,27	1,40	2,0%	1,9%	1,9%

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 1,38 tep/hab, em 2021, para 1,70 tep/hab, em 2031, ainda inferior à média mundial de 1,89 tep/hab, em 2019 (**Gráfico 11 - 1**).

Gráfico 11 - 1: Oferta interna de energia per capita

Em relação à oferta interna de energia (**Tabela 11 - 2**), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,9%, destacando-se o crescimento médio de 6,7% a.a. na oferta das outras renováveis (energia eólica, solar, biodiesel e lixívia). Dessa forma, estima-se o aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira,

atingindo o patamar de 48% em 2031 (**Gráfico 11 - 2**). Também se destaca o crescimento na oferta de gás natural, com 14% de participação em 2031, e a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 34% em 2021 para 30% em 2031 (**Gráfico 11 - 3**).

Tabela 11 - 2: Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2021		2026		2031		2021-2031 Variação Média (% a.a.)
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	
Energia Não Renovável	156.412	53	168.074	50	200.409	52	2,5
Petróleo e Derivados	100.089	34	107.575	32	116.335	30	1,5
Gás Natural	36.063	12	39.034	12	54.862	14	4,3
Carvão Mineral e Derivados	15.478	5	16.264	5	19.064	5	2,1
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	3.871	1	3.728	1	8.807	2	8,8
Outras Não renováveis	1.000	0	1.473	0	1.341	0	3,0
Energia Renovável	138.602	47	167.992	50	184.016	48	2,9
Hidráulica e Eletricidade	36.102	12	42.498	13	43.587	11	1,9
Lenha e Carvão Vegetal	26.213	9	28.441	8	27.811	7	0,6
Derivados da Cana-de-Açúcar	51.644	18	60.013	18	65.608	17	2,4
Outras Renováveis	24.643	8	37.040	11	47.010	12	6,7
Total	295.014	100	336.065	100	384.425	100	2,7

Gráfico 11 - 2: Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

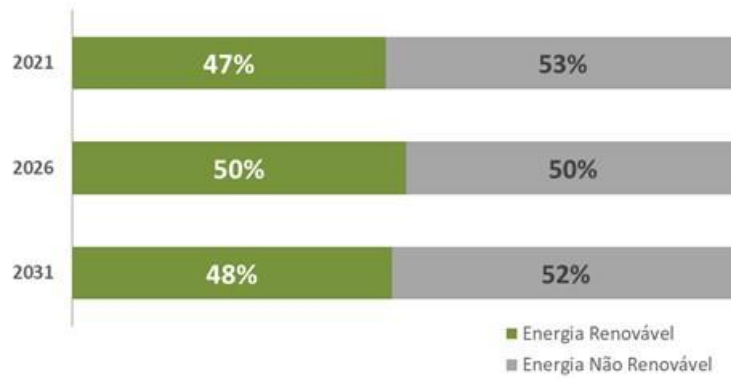


Gráfico 11 - 3: Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte



Para a oferta de eletricidade, o Brasil mantém a predominância da geração baseada em fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar), com o nível de renovabilidade de 84% ao longo do

horizonte decenal. As estimativas para a geração de eletricidade, incluindo a autoprodução e a geração distribuída, são apresentadas na **Tabela 11 - 3**.

Tabela 11 - 3: Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2021		2026		2031	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica ⁽¹⁾	416	62	490	61	502	53
Gás Natural	50	7	25	3	67	7
Carvão	9	1	7	1	6	1
Nuclear	14	2	14	2	33	4
Biomassa	36	5	44	5	44	5
Eólica	67	10	96	12	114	12
Solar (centralizada)	7	1	15	2	22	2
Outros ⁽²⁾	9	1	11	1	15	2
Subtotal (atend. Carga)	608	90	701	87	804	85

Autoprodução & Geração Distribuída	2021		2026		2031	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixívia e lenha)	30	4	40	5	56	6
Solar	9	1	29	4	45	5
Eólica	0,1	0	0,5	0	1,3	0
Hidráulica	4	1	4	1	5	1
Não renováveis	24	4	29	4	34	4
Subtotal (autoprod. & GD)	67	10	103	13	141	15
Total	674	100	805	100	945	100

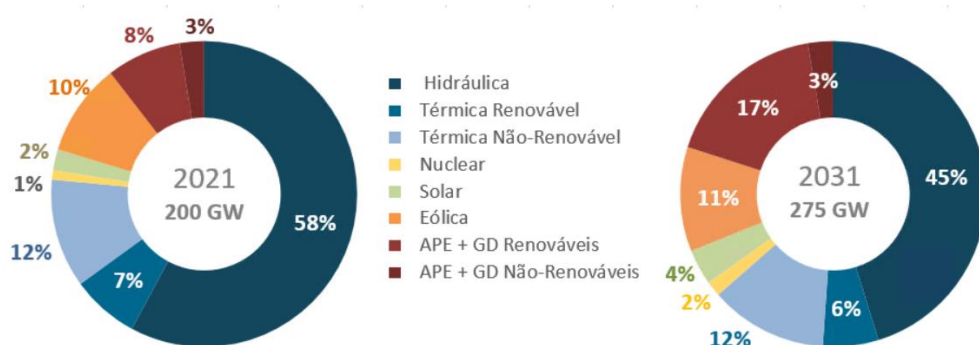
Notas: (1) Inclui parcela importada de Itaipu.

(2) Inclui óleo diesel dos Sistema Isolados. Inclui RSU.

Em termos de capacidade instalada (**Gráfico 11 - 4**), observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar. Também merece destaque o crescimento da participação das fontes

renováveis em autoprodução e geração distribuída, de 8% para 17%, aumentando a capacidade instalada total de fontes renováveis na matriz elétrica.

Portanto, estima-se que a capacidade instalada de geração elétrica brasileira atinja o nível de renovabilidade de 83% em 2031 (**Gráfico 11 - 5**).

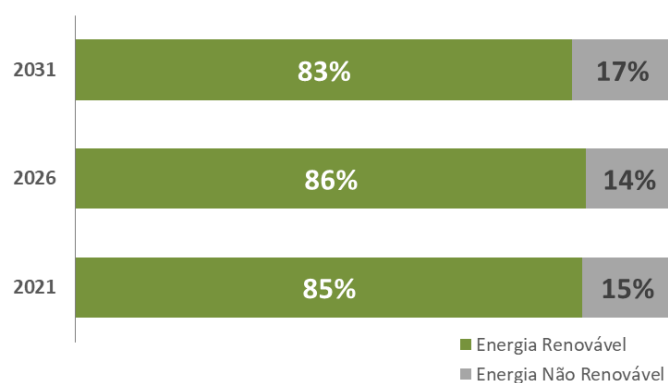
Gráfico 11 - 4: Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte


Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Tabela 11 - 4: Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2021	2026	2031	2021	2026	2031
	GW			%		
CENTRALIZADA	179	195	220	90%	84%	80%
RENOVÁVEIS	154	167	181	77%	72%	66%
NÃO-RENOVÁVEIS	25	27	39	13%	12%	14%
AUTOPRODUÇÃO	13	15	18	6%	7%	6%
RENOVÁVEIS	8	9	10	4%	4%	4%
NÃO-RENOVÁVEIS	5	6	7	3%	3%	3%
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	8	23	37	4%	10%	14%
RENOVÁVEIS	8	23	37	4%	10%	14%
NÃO-RENOVÁVEIS	0	0	0	0%	0%	0%
TOTAL DISPONÍVEL	200	233	275	100%	100%	100%
RENOVÁVEIS	170	199	229	85%	86%	83%
NÃO-RENOVÁVEIS	30	34	46	15%	14%	17%

Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Gráfico 11 - 5: Capacidade instalada de geração elétrica: renovável versus não-renovável


Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Nos próximos 10 anos, o crescimento significativo de produção de energia primária acentua os excedentes de energia na matriz energética nacional, atingindo 129 milhões

de tep em 2031, o que equivalerá a cerca de 23% da produção total de energia no País (**Tabela 11 - 5**).

Tabela 11 - 5: Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2021	2026	2031	2021-2026	2027-2031	2021-2031
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	295.566	368.151	421.213	4,5	2,7	3,6
Consumo Final	261.331	297.159	333.118	2,6	2,3	2,5
Perdas ⁽¹⁾	34.235	70.991	88.096	15,7	4,4	9,9
Produção de Energia Primária (B)	323.328	458.613	550.172	7,2	3,7	5,5
Energia Excedente (B)-(A)	27.762	90.462	128.959	26,6	7,3	16,6

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

A **Tabela 11 - 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 5,9%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,7% de crescimento médio anual. Com

isso, ao final do decênio, apresenta-se uma energia excedente de 145 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo esta a principal responsável pelo significativo superávit de energia da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

Tabela 11 - 6: Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2021	2026	2031	2021-2026	2027-2031	2021-2031
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	112.481	121.140	133.274	1,5	1,9	1,7
Consumo Final	106.328	114.140	125.215	1,4	1,9	1,6
Transformação ⁽¹⁾	6.153	7.000	8.059	2,6	2,9	2,7
Produção de Petróleo (B)	151.791	229.141	278.115	8,6	4,0	6,2
Petróleo Bruto	150.834	220.240	267.296	7,9	3,9	5,9
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	957	1.197	1.908	4,6	9,8	7,1
Biodiesel ⁽³⁾	0	7.704	8.911	-	3,0	-
Energia Excedente (B)-(A)	39.310	108.000	144.841	22,4	6,0	13,9

Notas: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquearias

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

A **Tabela 11 - 7** apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento, nos últimos cinco anos, no processamento em UPGN. Em contrapartida, no mesmo quinquênio observa-se a redução das importações. Assim, a expansão da oferta oriunda de UPGN atinge 85 milhões de m³/dia e mostra ser uma alternativa à dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural no setor residencial e como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo, com taxas médias anuais de 4,8% e 5,3%, respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 3,0% a.a.

nos próximos dez anos, chegando a cerca de 65 milhões de m³/dia em 2031.

Tabela 11 - 7: Balanço de gás natural seco

Discriminação	2021	2026	2031	2021-2026	2027-2031	2021-2031
	mil m ³ /dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	79.086	72.432	100.329	-1,7	6,7	2,4
UPGN	51.465	52.652	85.559	-0,5	10,2	5,2
Importação	27.621	19.780	14.770	-6,5	-5,7	-6,1
Consumo Total Esperado	79.086	72.432	100.329	-1,7	6,7	2,4
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	30.458	13.298	34.814	-15,3	21,2	1,3
Consumo final	48.628	59.135	65.515	4,0	2,1	3,0
Consumo não energético	5.487	7.078	9.157	5,2	5,3	5,3
Consumo energético	43.141	52.057	56.357	3,8	1,6	2,7
Setor energético ⁽²⁾	10.851	11.505	11.507	1,2	0,0	0,6
Residencial	1.369	1.796	2.192	5,6	4,1	4,8
Transportes	5.438	6.684	7.235	4,2	1,6	2,9
Industrial	25.126	31.670	34.978	4,7	2,0	3,4
Outros ⁽³⁾	358	402	445	2,4	2,0	2,2

Notas: (1) Inclui autoprodução.














(2) Não inclui o consumo em E&P.

(3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Por sua vez, a **Tabela 11 - 8** apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2031 considerada na Análise Socioambiental e a **Tabela 11 - 9**, o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados ao PDE 2031 para o exercício da expansão da geração centralizada.

Os resumos dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados na **Tabela 11 - 10** e na **Tabela 11 - 11**. Por fim, a **Tabela 11 - 12** apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2031.

Tabela 11 - 8: Síntese da Expansão Prevista no PDE 2031

Fonte ou atividade	Expansão do PDE 2031
 UHEs	5.201 MW Contratado: 254 MW (2 UHEs no Sul e 1 no Centro-Oeste) Indicativo: 4.947 MW, sendo modernização de UHEs existentes (4.297 MW) em todas as regiões do Brasil e 1 UHE (650 MW) no Norte
 PCHs e CGHs	3.335 MW Contratado: 635 MW (47 PCHs e CGHs) principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste Indicativo: 2.700 MW nos subsistemas SE/CO e S
 UTEs não renováveis (gás natural, gás de refinaria, carvão mineral, diesel e nuclear)	31.274 MW Contratado: 6.250 MW de UTEs, sendo 7 UTEs GN novas (3.321 MW) e 4 existentes com novos contratos (1.196 MW), 1 nuclear (1.405 MW), 2 UTEs a diesel (288 MW) e 1 UTE gás de refinaria (40 MW). Indicativo: 25.024 MW, sendo 22.624 MW de UTEs GN em todas as regiões, 1.000 MW de UTE nuclear no Sudeste e 1.400 MW de UTE a carvão mineral no Sul.
 UTEs renováveis (bagaço de cana, licor negro, cavaco/resíduos e RSU)	2.060 MW Contratado: 1.360 MW (21 UTEs novas e 7 ampliadas), sendo 18 UTEs de bagaço de cana (666 MW), 2 UTEs licor negro (363 MW), 4 UTEs cavaco/resíduos (297 MW) e 4 UTEs a biogás de RSU (33 MW) distribuídas no S, SE, CO e NE. Indicativo: 700 MW, sendo 400 MW UTE a bagaço e 300 MW UTE a RSU no subsistema SE/CO
 eólicas	10.689 MW Contratado: 6.345 MW (183 parques) no Nordeste Indicativo: 4.344 MW no NE
 usinas fotovoltaicas	5.814 MW Contratado: 3.114 MW (92 empreendimentos) no Nordeste e no Sudeste Indicativo: 2.700 MW no subsistema SE/CO
 transmissão	33.633 km (20% do sistema) 17.361 km (52%) estão previstos para entrar em operação até 2026 Análise socioambiental de 269 LTs, 25.086 km de extensão Norte (4.686 km), Nordeste (3.917 km), Centro-Oeste (1.524 km), Sudeste (9.951 km) e Sul (5.008 km)
 E&P de petróleo e GN	277 UPs (Unidades Produtivas em áreas contratadas) de exploração e produção de petróleo e gás natural, além de 27 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União) UPs terrestres nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste UPs <i>offshore</i> estão concentradas no Sudeste, com ocorrência também no Norte, Nordeste e Sul UPUs terrestres nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste UPUs em áreas marinhas nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul
 refinarias, UPGNs e terminais de GNL	2 refinarias , uma no Nordeste (BA) e uma no Sudeste (SP), 2 ampliações de refinaria existente , no Nordeste (BA) e Sudeste (RJ), e 3 unidades de hidrotreatamento em refinarias existentes , no Sudeste (RJ e SP) 2 UPGNs , 1 prevista no Sudeste (RJ) e 1 UPGN indicativa no Nordeste (SE) 4 terminais de regaseificação de GNL : 1 previsto no Norte (PA) e 3 indicativos no Sul, Sudeste e Nordeste (SC, SP e PE)
 gasodutos	2 gasodutos de transporte : 1 previsto, no Sudeste (RJ) e 1 indicativo no Nordeste (CE) 3 gasodutos de escoamento : 1 previsto, no Sudeste, e 2 indicativos, no Sudeste e no Nordeste
 etanol	13,7 bilhões de litros 18 usinas planejadas: 8 de milho, 4 de cana-de-açúcar, 2 flex (cana e milho) e 4 de outras matérias-primas (soja e cereais), maioria na região Centro-Oeste; 57 usinas ampliadas em todas as regiões do país, maioria no Sudeste; e 24 usinas indicativas
 biodiesel	5,5 bilhões de litros 13 usinas planejadas (CO, N, S e SE) e 3 usinas ampliadas (S, SE e CO)
 autoprodução e geração distribuída	Autoprodução: 4.711 MW (Termelétrica: 4.471 MW; Hidrelétrica: 234 MW; Solar 5,2 MW; Eólica: 0,6 MW) Geração Distribuída: 29.205 MW (Fotovoltaica: 26.172 MW; Termelétrica: 2.607 MW; Eólica: 300 MW; CGH: 126 MW)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

Tabela 11 - 9: Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2031 no horizonte decenal

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Bacia	Rio	UF
2028	Apertados	139	Paraná	Piquiri	PR
2028	Castanheira (ARN-120)	140	Juruena	Arinos	MT
2028	Ercilândia	87,1	Paraná	Piquiri	PR
2028	Telêmaco Borba	118	Paraná	Tibagi	PR
2028	Tabajara	400	Madeira	Ji-Paraná	RO
2029	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
2031	Bem Querer (J1A)	650	Branco	Branco	RR
2031	Santo Antônio	84,3	Uruguai	Chapecó	SC
	TOTAL	1.960,4			

Tabela 11 - 10: Síntese dos resultados

	2021	2026	2031	2021-2026		2027-2031		2021-2031		
				Incre- mento	%	Incre- mento	%	Incre- mento	%	
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10 ⁹ R\$)	4.013	4.630	5.367	616,6	15%	737	16%	1.354	34%	
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	214,1	220,9	226,3	6,9	3%	5,4	2%	12,2	6%	
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	18,7	21,0	23,7	2,2	12%	2,8	13%	5,0	27%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,38	1,52	1,70	0,1	10%	0,2	12%	0,3	23%	
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$ [2010])	168,0	173,8	176,1	5,8	3%	2,3	1%	8,1	5%	
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$)	0,074	0,073	0,072	0,0	-1%	-0,001	-1%	-0,002	-3%	
Elasticidade-renda do consumo de energia				0,89		0,76		0,81		
Consumo Final ⁽²⁾ (10⁶ tep)	261	297	333	35,8	14%	36,0	12%	71,8	27%	
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	55,9	76,0	88,6	20,0	36%	12,6	17%	32,6	58%	
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	18,8	20,4	23,8	1,6	8%	3,4	17%	5,0	26%	
Lenha e Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	63,7	64,6	65,1	0,9	1%	0,5	1%	1,4	2%	
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	137,7	157,2	170,2	19,5	14%	13,0	8%	32,5	24%	
Eletricidade (TWh)	562,6	669,2	791,9	106,6	19%	122,7	18%	229,2	41%	
Etanol (10 ⁶ m ³)	29,4	37,8	44,2	8,4	29%	6,5	17%	14,8	51%	
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	6,5	10,0	11,2	3,5	54%	1,2	12%	4,7	73%	
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	101,1	105,5	117,7	4,3	4%	12,2	12%	16,6	16%	
Óleo Diesel	53,2	58,7	65,9	5,4	10%	7,2	12%	12,6	24%	
Óleo Combustível	2,4	2,3	2,5	-0,1	-5%	0,2	10%	0,1	4%	
Gasolina	28,9	24,8	27,4	-4,2	-14%	2,6	10%	-1,6	-5%	
GLP	14,1	14,9	15,8	0,8	6%	0,9	6%	1,7	12%	
Querosene	2,5	4,9	6,1	2,4	96%	1,3	26%	3,7	148%	
Oferta Interna de Energia⁽³⁾ (10⁶ tep)	295	336	384	41,1	14%	48,4	14%	89,4	30%	
Petróleo (10 ³ barris/dia)	- Produção	2.917	4.259	5.169	1.342	46%	910	21%	2.252	77%
	- Exportação	-1.120	-2.320	3.238	-1.200	107%	-918	40%	-2.118	189%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	- Produção ⁽⁴⁾	124,8	178,7	245,8	54,0	43%	67,0	38%	121,0	97%
	- Importação	27,6	19,8	14,8	-7,8	-28%	-5,0	-25%	-12,9	-47%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	- Produção	42,8	45,3	43,9	2,6	6%	-1,4	-3%	1,1	3%
	- Importação/Exportação	11,8	15,0	24,4	3,3	28%	9,4	63%	12,7	107%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	- Produção	15,2	13,0	12,1	-2,2	-14%	-0,9	-7%	-3,0	-20%
	- Exportação	-12,5	-10,5	-9,3	2,0	-16%	1,2	-11%	3,1	-25%
Gasolina (10 ⁶ m ³)	- Produção	26,3	26,5	26,8	0,2	1%	0,3	1%	0,5	2%
	- Exportação	1,2	-3,0	-0,7	-4,2	353%	2,3	-76%	-1,9	160%
GLP (10 ⁶ m ³)	- Produção	9,7	13,2	17,0	3,5	36%	3,8	29%	7,2	75%
	- Importação	4,4	1,7	-1,2	-2,7	-61%	-2,9	167%	-5,5	126%
Querosene (10 ⁶ m ³)	- Produção	4,0	6,2	6,6	2,2	55%	0,4	6%	2,6	64%
	- Exportação	-1,5	-1,4	-0,4	0,2	-12%	0,9	-67%	1,1	-71%
Etanol (10 ⁶ m ³)	- Produção	30,7	38,9	45,4	8,2	27%	6,5	17%	14,7	48%
	- Exportação ⁽⁵⁾	-1,33	-1,17	-1,23	0,2	-12%	-0,1	5%	0,1	-8%
Eletricidade (TWh)	- Produção+importação	674	805	945	130	19%	141	17%	271	40%

Tabela 11 - 10: Síntese dos resultados (cont.)

	2021	2026	2031	2021-2026		2027-2031		2021-2031	
				Incre- mento	%	Incre- mento	%	Incre- mento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica ⁽⁶⁾ (GW)	200	233	275	33	16%	42	18%	75	37%
<i>Centralizada</i>	179	195	220	15	9%	25	13%	41	23%
<i>Hidráulica ⁽⁷⁾</i>	116	118	124	2	2%	7	6%	9	7%
<i>Térmica ⁽⁸⁾</i>	37	41	51	4	10%	9	23%	13	36%
<i>- Renovável</i>	14	16	16	1	10%	0	3%	2	13%
<i>- Não-Renovável</i>	23	25	35	2	11%	9	36%	12	50%
<i>Eólica</i>	20	26	30	6	33%	4	17%	11	55%
<i>Solar</i>	4	8	10	3	74%	3	35%	6	135%
<i>Nuclear</i>	2	2	4	0	0%	2	121%	2	121%
<i>Autoprodução e GD</i>	21	38	55	17	83%	17	44%	34	162%
<i>Renováveis ⁽⁹⁾</i>	16	32	48	16	103%	16	49%	32	202%
<i>Não-Renováveis</i>	5	6	7	1	21%	1	17%	2	42%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽¹⁰⁾									
Linhas de Transmissão (km)	175.273	192.634	208.907	17.361	10%	16.273	8%	33.633	19%
Subestações (MVA)	421.879	503.081	539.004	81.202	19%	35.924	7%	117.126	28%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽¹¹⁾	9.409	9.503	9.630	94	1%	127	1%	221	2%

- Notas: (1) Estimativa do IBGE para a população residente em 1º de julho de cada ano.
 (2) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.
 (3) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.
 (4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural para UPGNs.
 (5) Variação anual média calculada de 2022 a 2031, que equivale ao período estimado com exportações de etanol.
 (6) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas.
 (7) Não inclui a importação da geração da UHE Itaipu.
 (8) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel e gás industrial. Não inclui energia nuclear.
 (9) Não inclusa a parcela correspondente ao SIN.
 (10) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.
 (11) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 11 - 11: Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões	
	Período 2021-2031	%
Oferta de Energia Elétrica	528	16,2%
Geração Centralizada ⁽¹⁾	292	9,0%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	135	4,1%
Transmissão ⁽²⁾	101	3,1%
Petróleo e Gás Natural	2.664	81,9%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	2.496	76,8%
Oferta de Derivados de Petróleo	31	0,9%
Oferta de Gás Natural	138	4,2%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	60	1,8%
Etanol ⁽⁴⁾ – Unidades de produção e Infraestrutura dutiária	58	1,8%
Biodiesel/BioQAV – Usinas de produção	2	0,1%
TOTAL	3.252	100,0%

Notas:

(1) Inclui estimativas de investimentos em usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal; e os investimentos de 2021 são considerados como realizados.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 5,20 / US\$ (dez/2020).

(4) Inclui investimentos para unidades de açúcar e etanol 1G, 2G e de milho.

Tabela 11 - 12: Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2031

CONSOLIDADO - 2031 (10 ⁹ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA								FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																			
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U308	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	TOTAL	
PRODUÇÃO	267.296	89.060	2.122	0	8.807	42.574	27.811	66.249	48.407	552.327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	552.327
IMPORTAÇÃO	8.809	4.744	4.961	10.829	0	0	0	0	0	29.343	21.944	73	0	0	3.040	2.413	0	1.151	0	1.013	0	534	2.585	1.055	0	0	33.808	63.151
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	0
OFERTA TOTAL	276.105	93.804	7.083	10.829	8.807	42.574	27.811	66.249	48.407	581.670	21.944	73	0	0	3.040	2.413	0	1.151	0	1.013	0	534	2.585	1.055	0	33.808	615.478	
EXPORTAÇÃO	-176.264	0	0	0	0	0	0	0	-56	-176.320	-1.237	-8.996	-550	-708	0	-2.776	0	0	0	0	0	-1.175	-271	-77	0	-15.790	-192.110	
NÃO-APROVEITADA	0	-2.826	0	0	0	0	0	0	0	-2.826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.826	
REINJEÇÃO	0	-36.117	0	0	0	0	0	0	0	-36.117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-36.117	
OFERTA INTERNA BRUTA	99.841	54.862	7.083	10.829	8.807	42.574	27.811	66.249	48.351	366.408	20.707	-8.923	-550	-708	3.040	-363	0	1.151	0	1.013	0	-641	2.314	978	0	18.018	384.425	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-99.841	-25.460	-2.514	-10.829	-8.807	-42.574	-10.072	-30.006	-36.797	-266.901	44.041	11.325	21.613	10.361	2.310	5.416	1.687	9.268	0	80.270	5.072	23.434	7.523	6.131	326	228.776	-38.125	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-99.841	0	0	0	0	0	0	0	-1.908	-101.749	37.235	11.616	20.644	4.289	5.680	5.416	0	0	0	0	0	0	0	7.772	5.220	0	97.872	-3.878
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-9.730	0	0	0	0	0	0	1.350	-8.380	0	0	0	5.971	0	0	0	0	0	0	0	0	0	911	0	6.882	-1.498	
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	-10.829	0	0	0	0	0	-10.829	0	0	0	0	0	0	2.422	9.268	0	0	0	0	-1.469	0	338	10.558	-271	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-8.807	0	0	0	0	-8.807	0	0	0	0	0	0	0	0	8.675	0	0	0	0	0	0	8.675	-132	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-10.460	-2.209	0	0	-42.136	0	-7.672	-11.810	-74.286	-1.874	0	0	0	0	0	0	0	-8.675	68.122	0	0	0	0	0	57.572	-16.714	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.712	-306	0	0	-439	-556	-3.166	-11.648	-20.826	-426	-292	0	0	0	-735	0	0	0	12.148	0	0	-628	0	-12	10.056	-10.771	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-9.516	0	0	-9.516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.072	0	0	0	0	5.072	-4.444	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	-19.168	0	0	-19.168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.036	0	0	0	19.036	-132	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-558	0	0	0	0	0	0	-12.781	-13.339	9.107	0	970	100	-3.370	0	0	0	0	0	0	4.398	1.848	0	0	13.053	-286	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13.183	0	0	0	0	0	0	-13.183	-13.183	
CONSUMO FINAL	0	29.401	4.569	0	0	0	17.739	36.243	11.554	99.506	64.749	2.402	21.063	9.654	5.350	5.053	1.687	10.419	0	68.100	5.072	22.793	9.836	7.109	326	233.611	333.118	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	2.941	0	0	0	0	0	0	2.941	0	0	0	0	5.350	2	0	0	0	0	0	611	0	7.109	206	13.277	16.219		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	26.460	4.569	0	0	0	17.739	36.243	11.554	96.565	64.749	2.402	21.063	9.654	0	5.051	1.687	10.419	0	68.100	5.072	22.182	9.836	0	120	220.334	316.899	
SETOR ENERGÉTICO	0	12.054	0	0	0	0	17.429	0	29.483	1.445	194	0	0	0	0	119	0	0	3.842	0	0	3.214	0	0	0	8.813	38.296	
RESIDENCIAL	0	704	0	0	0	0	5.376	0	6.080	0	0	0	7.584	0	0	0	0	0	17.889	271	0	0	0	0	0	25.743	31.823	
COMERCIAL	0	117	0	0	0	0	100	0	217	41	13	0	435	0	0	0	0	0	12.326	94	0	0	0	0	0	12.910	13.128	
PÚBLICO	0	26	0	0	0	0	0	0	26	6	8	0	330	0	0	0	0	0	5.458	0	0	0	0	0	0	5.801	5.827	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.497	0	3.497	8.332	11	0	24	0	0	0	0	0	3.301	10	9	0	0	0	0	11.687	15.184	
TRANSPORTES	0	2.324	0	0	0	0	0	0	49	2.373	53.582	1.082	21.063	0	0	5.050	0	0	297	0	22.173	0	0	0	0	103.247	105.620	
INDUSTRIAL	0	11.235	4.569	0	0	0	8.767	18.814	11.505	54.889	1.343	1.094	0	1.280	0	1	1.567	10.419	0	24.987	4.697	0	6.623	0	120	52.132	107.021	

11.1 A Transição energética no horizonte decenal

O conceito de transição energética está associado a mudanças significativas na estrutura da matriz energética primária mundial em um processo de transformação em direção a uma economia de baixo carbono e menor pegada ambiental. Devido à complexidade e diversidade de processos em jogo, variações de estágio e de ritmo das transformações em diferentes países, regiões ou localidades são características presentes nesse processo de longa coexistência entre fontes energéticas durante suas trajetórias de substituição progressiva. A transição de infraestrutura de produção, transporte e utilização de recursos energéticos, são alguns dos fatores que explicam a lenta transição de sistemas energéticos em nível mundial.

Questões transversais como o desenvolvimento sustentável, as mudanças climáticas e as inovações tecnológicas associadas à eletrônica e à entrada na era digital são condicionantes que têm estimulado o uso mais eficiente dos recursos energéticos, a eletrificação em processos de conversão de energia e a redução da participação de combustíveis mais intensivos em emissões de carbono na matriz energética primária mundial em favor de fontes de baixo carbono. Em suma, transições energéticas envolvem diversas dimensões e trazem transformações amplas nos sistemas socioeconômicos e em suas relações com o meio ambiente. Tal processo é complexo, usualmente longo e terá como base a eletrificação (sobretudo renovável), os biocombustíveis, a eficiência energética (catalisada pela digitalização) e o uso do gás natural.

O recorte decenal da transição energética no caso do Brasil apresenta aspectos sociais, econômicos, energéticos, ambientais e específicos de cada fonte que farão parte do início da trajetória de transição e do planejamento energético vislumbrado para o longo prazo. Tais aspectos são abordados a seguir nos destaques principais do PDE 2031.

Incremento do número de consumidores na rede. No PDE 2031, há a expectativa de que o número de consumidores residenciais de eletricidade na rede aumente 16%, o equivalente a 12 milhões de ligações adicionais entre 2021 e 2031.

A eletrificação na matriz de consumo final de energia do País será crescente, saltando de 18% em 2021 para 20% em 2031. Contribuem para isso o aumento de participação de setores intensivos em eletricidade, como a produção de alumínio primário e a pelotização, assim como o consumo do setor comercial. Há de se ressaltar a discrepância existente no consumo de eletricidade de cada indivíduo, quando comparadas as diferentes classes de renda, indicando que ainda há espaço para incremento de consumo nas classes menos favorecidas devido ao forte consumo reprimido.

O avanço das inovações tecnológicas, a diminuição dos custos e o aumento da renda média das famílias ao longo do tempo, pode propiciar uma tendência de aumento do uso de equipamentos elétricos e eletrônicos nas residências brasileiras,

principalmente em atividades que ainda demandam muita ação humana, como limpeza de ambientes ou preparação de alimentos. Atualmente, a carga de telefones celulares já consome uma relativa quantidade de energia elétrica nos domicílios, cerca de 1,7% do total de energia elétrica demandada nas residências, em virtude da elevada posse dos aparelhos (quase um por pessoa) e do seu tempo de carga diária. Estima-se que isso também possa acontecer para os demais aparelhos elétricos e eletrônicos recarregáveis.

Movimentos migratórios associados ao processo de urbanização da sociedade devem influenciar o consumo residencial de energia ao modificarem o uso das principais fontes energéticas relacionadas à infraestrutura existente, ao clima e ao modo de se organizar e viver. Em geral, enquanto as áreas rurais estão associadas a casas e sítios situados em lugares com clima mais ameno cujas fontes são baseadas no uso de biomassa (lenha e carvão vegetal) para consumo de energia, nas cidades, tipicamente mais quentes, predominam edifícios e apartamentos menores que utilizam eletricidade, GLP ou gás

natural. O consumo residencial de energia varia positivamente também em função das condições econômicas e das características naturais de cada região do País. Estimativas da EPE, realizadas a partir de dados da Pesquisa de Posses e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial – PPH 2019 (PROCEL/ELETOBRAS, 2019) indicam que cerca de 35% dos domicílios brasileiros não aquecem água no País, a maior parte deles nas regiões Norte e Nordeste. No PDE 2031, há a perspectiva do deslocamento da lenha residencial, em prol de combustíveis mais modernos, como o GLP e o gás natural, especialmente para cocção. Esses combustíveis permitem maior eficiência e controle da queima, além de não gerarem materiais particulados, que são nocivos à saúde humana. É importante ressaltar que, para a expansão do consumo dessas fontes nos mercados consumidores potenciais, é necessária logística de distribuição e revenda, no caso do GLP, e rede de distribuição, para o gás natural.

A partir das experiências internacionais, nota-se a relevância de ações e programas, assim como a criação de legislações específicas e de instituições para tratar a eficiência energética como um dos desafios mais importantes na transição energética.

As políticas de eficiência energética instituídas incluem diretrizes para os diversos setores da economia e etiquetagem de equipamentos. Outra medida amplamente utilizada é o banimento do uso de equipamentos ultrapassados. A eficiência energética faz com que se possa fornecer o mesmo serviço com menos gasto de energia, o que tende a gerar menos impactos ambientais e a proporcionar maior produtividade na economia. Adicionalmente, de modo geral, a disseminação de medidas de eficiência leva à menor necessidade de geração elétrica para atendimento da demanda. Conseqüentemente, nos horários de maior estresse do sistema, também se torna menos necessária a expansão da geração para atendimento da ponta.

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, especialmente micro e minigeração distribuídas (MMGD), justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e de transação, pela maior

disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, bem como pelo papel mais ativo dos consumidores. A difusão dessas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. A contribuição mais evidente dos RED, além da energética, refere-se à redução de perdas elétricas, decorrente da proximidade entre geração e consumo. As demais contribuições exigem condições específicas, como as localizações ideais e operações nas horas certas para oferecer confiabilidade aos operadores do sistema em situações extremas. Tal fato pode reduzir o custo sistêmico de atendimento a demanda, caso usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituir ou postergar investimentos convencionais em infraestrutura. Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED. Como exemplo, pode-se citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade.

Sob a ótica socioambiental, o processo de transição energética contempla principalmente as iniciativas de descarbonização e a produção de bioenergia e energias renováveis. No cenário de transição, há ainda oportunidades socioambientais para o setor energético com a implementação de mecanismos de precificação de carbono e de programas de pagamento por serviços ambientais; a ampliação do aproveitamento energético de resíduos; e a promoção de tecnologias inovadoras de baixo carbono, como hidrogênio, biometano e diesel verde. Todas essas iniciativas e possibilidades consolidam a vocação do Brasil para seguir uma trajetória de baixo carbono, a partir da implantação de projetos energéticos renováveis, associados à redução e remoção de carbono. Dado esse contexto, empresas, governos e organizações setoriais avançaram na redução de suas emissões com compromissos *NetZero*, ações para diversificação de portfólio com renováveis, adoção de tecnologias e

medidas para remoção de carbono (*offset* florestal e captura, utilização e armazenamento de carbono - CCUS) e eficiência energética. Essas medidas estão alinhadas com os princípios de melhores práticas ambientais, sociais e de governança (ESG) e com a agenda dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.

Em uma perspectiva mais abrangente, os estudos de planejamento energético servem como base para que a dimensão socioambiental seja incorporada ao processo de transição energética e, por meio dos canais de comunicação previstos, também permitem a participação da sociedade no processo. Nesta linha, o próprio PDE é instrumento fundamental para uma transição justa e sustentável, já reconhecido como o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas. Dessa forma, a transição almejada se apoia tanto em ações para evitar e reduzir impactos socioambientais, respeitando os usos múltiplos dos recursos; quanto em medidas que buscam aumentar o bem-estar social, como garantir acesso à energia de qualidade e potencializar a geração de emprego e renda no País.

Alinhadas com as perspectivas de longo prazo, as projeções para o período decenal para os biocombustíveis consideram a manutenção da renovabilidade da matriz energética, com participação significativa desta fonte na matriz de transportes e aumento da eficiência sistêmica deste setor. Cabe destacar a introdução de novos biocombustíveis, assim como a eletrificação dos transportes a partir de nichos, como frotas cativas, com maiores externalidades positivas. O PDE 2031 se propõe a identificar os impactos sobre as cadeias energéticas (combustíveis fósseis e biocombustíveis), a fim de prover informações para a tomada de decisão de políticas públicas e de planejamento energético. Adicionalmente, também avalia o papel da expansão da geração a biomassa, considerando seus atributos para o atendimento das principais necessidades do setor elétrico.

Neste horizonte, é fundamental preservar e fortalecer o papel da bioenergia e a proeminência do Brasil em biotecnologia aplicada ao setor energético, trabalhando para evitar trancamentos tecnológicos que inviabilizem o desenvolvimento e

aproveitamento desse potencial no país, com benefícios na descarbonização da matriz. Nesse contexto, espera-se maior uso de baterias e outras formas de armazenamento, soluções a base de hidrogênio e combustíveis sintetizados, biocombustíveis avançados, com captura e uso de carbono, biorrefinarias, entre outros.

A estratégia energética brasileira considera o aproveitamento de suas reservas de petróleo e gás até 2050 visando assegurar o desenvolvimento sustentável da nação, uma vez que os recursos oriundos da arrecadação e comercialização serão fundamentais para a segurança energética, o desenvolvimento econômico e a própria transição energética brasileira.

A despeito da ampliação do consumo de renováveis, a demanda por derivados de petróleo no Brasil continuará em crescimento. O atendimento à demanda interna de derivados de petróleo é fundamental, em um momento de crescente preocupação com as questões climáticas globais e locais. A adoção de novas especificações, como a redução do teor de enxofre nos combustíveis marítimos e o aumento de octanagem da gasolina C são premissas que norteiam as projeções de oferta de derivados no período decenal. Ademais, especificações mais restritivas requerem investimentos em unidades de conversão e tratamento. Alguns destes investimentos estão previstos ao longo do período decenal, como *revamps* ou construção de nova unidade em refinarias nacionais.

A ampliação da infraestrutura de movimentação de combustíveis líquidos, em substituição ao modo rodoviário, assegurará o abastecimento nacional e uma matriz de transporte mais eficiente energeticamente. No horizonte decenal, indica-se a ampliação do transporte ferroviário e aquaviário, contemplando, em especial, investimentos previstos em terminais aquaviários e portos.

O petróleo e o gás natural apresentam uma série de desafios a serem enfrentados, em especial pelo setor de gás, tendo em vista o potencial desse combustível para a transição energética, e o contexto histórico para o futuro. Dentre as

ferramentas de política pública indicadas para a resolução destes desafios no longo prazo, destaca-se o programa Novo Mercado de Gás, lançado em 2019 com participação da EPE, e que prossegue até hoje com a atuação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) do qual a EPE também faz parte.

O Novo Mercado de Gás, assim como a Lei nº 14.134/2021 e o Decreto nº 10.712/2021 que a regulamenta, têm sido os principais instrumentos do poder público no sentido de equacionar os parâmetros necessários para a abertura do mercado, também solucionando os desafios que haviam sido levantados no PNE 2050 e no relatório de diagnóstico do Novo Mercado de Gás.

Ainda assim, é sempre importante ressaltar que as políticas públicas da esfera federal estabelecem um arcabouço sobre o qual as transações irão ocorrer, porém a regulação da distribuição de gás natural é uma atribuição dos estados, e o investimento nas infraestruturas deve ser realizado pelos agentes para que estas instalações possam de fato operar e alavancar o setor.

Os projetos analisados nos Planos Indicativos da EPE¹¹⁵ devem ser detalhados pelos agentes, e em seguida construídos, somente se todos os condicionantes de mercado relevantes estiverem equacionados. Somente com a integração entre as condições socioambientais, as políticas públicas, e os investimentos privados, é que o setor de gás natural realmente terá o avanço que tanto desejamos, contribuindo efetivamente no cenário para a transição energética.

O planejamento da expansão de oferta centralizada de energia elétrica se destaca por três linhas de ação de grande contribuição para a transição energética: (i) avanços na identificação dos requisitos do sistema; (ii) adequação do desenho de mercado e; (iii) consideração de novas fontes na cesta de oferta e aprimoramento de suas representações.

O PDE 2030 apresentou, pela primeira vez, uma proposta metodológica que identifica as necessidades futuras dos requisitos do sistema, de forma transparente e reproduzível. Essa metodologia foi aperfeiçoada para o PDE 2031, incorporando avanços importantes. Além disso, o PDE 2031 traz também uma nova forma de representar as restrições operativas do sistema, buscando tornar os resultados dos estudos de longo prazo mais aderentes à realidade operativa. Dessa forma, melhorando a previsibilidade do setor é esperado que as condições previstas no planejamento possam ser alcançadas de forma efetiva, mitigando os riscos operativos, financeiros e, também de emissões de GEE acima do previsto.

As discussões sobre a Modernização do Sistema Elétrico Brasileiro compreendem mudanças na característica do parque gerador, as quais levam à necessidade de revisão de todo o desenho de mercado. Ao permitir que os requisitos do sistema sejam contratados através de produtos claros para todos os agentes é possível que barreiras de entrada de novas tecnologias sejam derrubadas, contribuindo sempre para a inovação das soluções, além de prover uma maior eficiência no uso dos recursos.

Por fim, a cada PDE estão sendo incorporadas novas tecnologias de geração na cesta de oferta, como fotovoltaica flutuante, eólica offshore, biogás e hidrelétricas reversíveis, além das demais renováveis já consolidadas no mercado. A representação dessas fontes também tem evoluído com o detalhamento espacial e temporal dos perfis de geração, e custos atualizados. Dessa forma, o planejamento conta com mais opções de fontes renováveis para a expansão da oferta.

O planejamento da expansão da transmissão possui um papel de destaque no processo de transição energética ao viabilizar a integração dos potenciais de geração renovável nas mais diversas regiões do país. Uma das principais ações do planejamento nesse contexto é a realização dos estudos

¹¹⁵ (PIG - Plano Indicativo de Gasodutos, PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento, PITER - Plano Indicativo de Terminais de GNL).

prospectivos da expansão, que objetivam propiciar margem de escoamento no sistema elétrico para novos projetos de geração, aumentando a competitividade e a atratividade nos leilões de energia e também dos projetos do ambiente de comercialização livre, além de minimizar possíveis efeitos de descompasso entre os empreendimentos de geração e transmissão. Além disso, com as alterações das características do parque gerador levando ao crescimento significativo das fontes variáveis não controláveis, aumentam-se as incertezas para realização dos estudos de planejamento da expansão e torna-se necessário

avaliar diferentes cenários para o crescimento da geração e da transmissão. Como forma de mitigar as incertezas e atuar como facilitador da expansão dessas fontes no sistema, as recomendações dos estudos de planejamento da transmissão tem contemplado a utilização de diferentes tecnologias em corrente contínua e alternada, em extra ou ultra alta tensões, o que permite ampliar a capacidade de escoamento de grandes blocos de potência mantendo-se a confiabilidade na operação do sistema.

12. Hidrogênio

O hidrogênio ganhou maior relevância na estratégia de energia e de clima de diversos países, inclusive do Brasil, principalmente, por oferecer uma alternativa para setores de difícil abatimento de emissões de carbono e por se constituir também em um vetor de energia, possibilitando o seu armazenamento e favorecendo o acoplamento do setor de energia aos setores de indústria e transporte. Nos transportes leves, o hidrogênio pode ter papel importante, trazendo mais uma possibilidade tecnológica para a descarbonização de emissões de GEE devido ao consumo de energia em veículos (além das atualmente disponíveis, tais como uso de biocombustíveis, gestão de demanda por mobilidade etc.), seja diretamente por meio de células a combustível ou, indiretamente, por meio de combustíveis sintéticos – *e-fuels*.

A aceleração do desenvolvimento do mercado de hidrogênio de baixo carbono trará uma série de oportunidades de negócios (para petróleo e gás,

renováveis, biocombustíveis, nuclear e outras indústrias), já que existem diferentes rotas tecnológicas e insumos para a sua produção (*Hydrogen Council*, 2020). As diversas iniciativas recentes ligadas ao desenvolvimento do mercado global de hidrogênio são um reflexo dessas oportunidades, sendo o Brasil um potencial supridor para o mercado doméstico e internacional, considerando a produção por diferentes processos produtivos. Dada a magnitude desse potencial mercado nos próximos anos e seu impacto nos diversos setores, torna-se fundamental a inserção do hidrogênio no planejamento energético nacional.

Assim, este capítulo apresenta uma contextualização da cadeia produtiva e dos usos do hidrogênio, com foco nas emissões nas diferentes rotas tecnológicas. Em seguida, é feita abordagem do mercado atual nacional, com estimativa de potencial técnico de produção a partir de diferentes recursos energéticos.

12.1 Introdução

O hidrogênio tem potencial para iniciar uma mudança de paradigma no setor de energia, trazendo oportunidades substanciais para a América Latina. A região pode se tornar uma líder mundial principalmente em hidrogênio com baixa emissão de carbono, considerando os abundantes e competitivos recursos de energia renovável, além de contribuir para descarbonizar fortemente as indústrias e o setor de transporte da região.

O fato de o Brasil ser muito competitivo em energias renováveis e dispor de amplo potencial a ser aproveitado se traduz como um ponto forte para a indústria de hidrogênio de baixo carbono. O país também possui gás natural e outros recursos energéticos importantes, recursos hídricos, recursos nacionais de urânio e tecnologia nuclear, uma infraestrutura robusta, incluindo logística e portos,

distância relativa para os principais mercados potenciais consumidores (Europa, por exemplo) um setor de energia sólido e moderno em evolução contínua, bem como capital humano para desenvolver seu potencial significativo de mercado consumidor local e de aproveitamento de oportunidades de comércio exterior futuro de hidrogênio e/ou seus derivados.

O país desenvolve uma estratégia de P&DI de hidrogênio há quase 20 anos, com foco no desenvolvimento de várias rotas tecnológicas: renováveis (etanol, hidro, eólica, solar e biometano) e a gás natural. Desenvolveu projetos-piloto de ônibus, geração elétrica e armazenamento de energia, célula combustível a etanol, que despertaram interesse de grandes empresas¹¹⁶, além de possuir *start-ups* atuando comercialmente em

¹¹⁶ Como Nissan, Toyota, Volkswagen e Bosch.

hidrogênio, inclusive hidrogênio verde¹¹⁷. Relevantes empresas internacionais de gases industriais¹¹⁸ vem também atuando no mercado de hidrogênio nacional e diversas são as empresas, nacionais e internacionais, do setor energético, mineral e metalúrgico que também já anunciaram interesse em desenvolver atividades relacionadas à cadeia de valor do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

Em 2002, o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) lançou o Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas Células a Combustível - PROCaC. Posteriormente, em 2005, este programa passou a ter nova denominação, chamando-se Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio, com a sigla PROH2. Também em 2005, o Ministério de Minas e Energia coordenou o chamado “Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil”, um amplo estudo juntamente com o Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT, dezenas de especialistas do Brasil e do exterior, empresas nacionais e estrangeiras, institutos e centros de pesquisa, agências reguladoras e institutos de metrologia.

Nesse período, vale destacar que o Brasil foi o primeiro país da América Latina a desenvolver uma frota de ônibus movidos a célula combustível a hidrogênio. O projeto, executado entre os anos de 2005 e 2015, permitiu projetar, construir e operar um protótipo e três outros ônibus, que circularam em um corredor metropolitano de São Paulo. Esse teve participação do MME, da EMTU/SP, do PNUD e da ABC/MRE, e contou com recursos do GEF e da FINEP, além da EMTU/SP e do PNUD.

Em 2010, o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), sob comissionamento do MCTI, lançou um documento, “Hidrogênio energético no Brasil: Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025”, que apresentou um diagnóstico detalhado e amplo acerca dos gargalos a serem enfrentados, consistindo em um ponto de partida importantíssimo para a consolidação de um arcabouço institucional, legal e regulatório que

precisa ser estabelecido para o florescimento de uma economia do hidrogênio. Em 2018, o Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis e Biocombustíveis 2018-2022 do MCTI estabeleceu entre suas ações: i) Desenvolver tecnologias de armazenamento de energia, tais como baterias (lítio, sódio, líquidas etc.), células a combustível, volantes de inércia, entre outros; ii) Incentivar projetos demonstrativos em armazenamento de energia, com foco em baterias, células a combustível, volantes de inércia, entre outras tecnologias; iii) Incentivar projetos demonstrativos de uso de energias e combustíveis renováveis para produção de hidrogênio para uso veicular e para a produção de gás de síntese. Por fim, o Brasil foi palco de conferências internacionais nos últimos anos focados na temática da energia do hidrogênio. Exemplos constam com a realização do 22ª edição do World Hydrogen Energy Conference (WHEC), em 2018, promovidos pela Associação Internacional para a Energia de Hidrogênio (IAHE) junto com a Associação Brasileira de Hidrogênio (ABH2), e o XIV Hydrogen – Power Theoretical and Engineering Solutions International Symposium, promovidos bilateralmente pelo Advanced Energy Technology Institute (CNR-ITAE, Itália) e Fundação Parque Tecnológico Itaipu (PTI) e Associação Brasileira de Hidrogênio (ABH2), reforçando o papel do Brasil como signatário da International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells (IPHE), desde 2003.

Os projetos existentes para produção de hidrogênio renovável (etanol, hidro, eólica e solar) no Brasil, em geral, estão relacionados a programas governamentais por meio de fundos de P&DI públicos ou publicamente orientados do Brasil, como o P&D ANEEL, P&D ANP, FNDCT, FINEP, FAPESP, CNPq e FAPERJ. O total investido entre 1999 e 2018 aproxima-se de R\$ 200 milhões. Ressalte-se a relevância de centros de pesquisas em hidrogênio estabelecidos no Brasil como o Centro de Competência em Energias Renováveis do Parque Tecnológico de Itaipu – PTI, o Centro de Pesquisa de

¹¹⁷ Como a Hytron (adquirida pelo NEA Group da Alemanha em novembro de 2020), a Electrocell, a Ergostech, Unitech e Novocell.

¹¹⁸ Como a Air Liquide, a Air Products, a White Martins/Linde e a Messer.

Células a Combustível e Hidrogênio do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – IPEN (associado à USP), o Laboratório de Hidrogênio (LABH2) da COPPE/UFRJ, o Centro Nacional de Referência em Energia de Hidrogênio (CENEH) e o Laboratório de Hidrogênio (LH2) da UNICAMP, os laboratórios do Parque Tecnológico da UFC, o Centro de Produção e Pesquisas em Hidrogênio Verde (CPPHV), entre outros.

Esse compromisso de longo prazo com a P&DI em hidrogênio inclui a concessão de fundos para projetos colaborativos da indústria-academia e para *spin-offs* e *start-ups*; o fornecimento de incentivos fiscais a laboratórios, equipamentos e pesquisas para apoiar a capacitação; a concessão de bolsa de estudos a alunos e pesquisadores; e a promoção de redes de inovação.

As metas eram desenvolver tecnologias para produzir hidrogênio a partir do gás natural, etanol e da eletrólise da água por meio de energia hidrelétrica, eólica e solar, bem como desenvolver tecnologias para a produção de células a combustível. Outros objetivos foram a capacitação e o desenvolvimento de *spin-offs*, *start-ups* e empresas para estabelecer um mercado e uma cadeia de valor. E pode-se dizer que as metas iniciais foram alcançadas.

Atualmente, observa-se que existem algumas decisões do governo para aumentar os fundos de P&DI e dar prioridade ao hidrogênio no Brasil, particularmente para projetos de demonstração e comerciais. Entretanto, há que se observar que uma das bases da modernização do setor de energia no Brasil é a remoção de subsídios e barreiras à competição. Além disso, já há incentivos financeiros e isenções fiscais ao longo das cadeias de hidrogênio de baixo carbono, que podem ser reforçados, inclusive com instrumentos de finanças verdes, mas as condições fiscais do Brasil tornam improváveis a concessão de subsídios (subvenções econômicas).

Em 2021, o CNPE estabeleceu a Resolução nº 2, 10/02/2021, que orientou ANEEL e ANP a priorizarem a destinação de recursos de P&DI para

alguns temas, entre os quais o hidrogênio, a fim de ampliar as inovações nesse vetor energético.

Em 20 de abril de 2021, o CNPE propôs a elaboração das diretrizes do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂). É prioridade para o Brasil consolidar o arcabouço legal e as regulamentações e melhorar o desenho do mercado de hidrogênio para garantir um ambiente de negócios adequado para a promoção de investimentos privados, incluindo investimentos internacionais no Brasil.

Em paralelo, ao longo de 2021, MME e EPE têm participado de diversas iniciativas, no âmbito da cooperação técnica Brasil-Alemanha voltadas para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde, com destaque para o programa “H₂ Brasil” (*German / Brazilian Power-to-X Partnership Program*) e para as Forças-Tarefa de produção, logística e aplicação do hidrogênio verde. O primeiro programa tem por objetivo melhorar as condições legais, institucionais e tecnológicas para o desenvolvimento de uma economia verde de hidrogênio no Brasil e, para tanto, foram destinados 34 milhões de Euros a serem investidos na criação de condições estruturais, disseminação de conhecimento, capacitações, inovação e expansão do mercado. Já a segunda iniciativa reúne empresas e instituições com experiência e projetos relacionados a hidrogênio verde e tem como objetivo compartilhar informações e percepções, bem como promover projetos de estruturação/alavancagem (fóruns, *matchmakings*, estudos etc.) e recomendações para o diálogo político entre Brasil e Alemanha.

Tais iniciativas estão em linhas com o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), cujas diretrizes têm como um dos eixos temáticos a cooperação internacional. Destaca-se que, embora esta parceria foque exclusivamente no chamado hidrogênio verde, por ser o elemento de comum interesse às partes, as demais iniciativas nacionais têm a neutralidade tecnológica por princípio e avaliam também outras rotas tecnológicas que se apresentam promissoras para o Brasil e que oferecem oportunidades para descarbonização. Outras cooperações internacionais do país também têm identificado o hidrogênio de baixo carbono como um tema prioritário como, por exemplo, o

Fórum de Energia Brasil-EUA – USBEF (da sigla em inglês), entre outros.

Nesse âmbito, também vale ressaltar que a fim de contribuir para a estratégia nacional de hidrogênio de baixo carbono, bem como potencializar a otimização da estratégia energética nacional de modo integrado, a EPE desenvolveu uma série de estudos voltados à melhor compreensão das perspectivas para produção de hidrogênio a partir do gás natural no país. Nesse sentido, foi elaborada uma Nota Técnica sobre Hidrogênio Cinza, que aborda a rota tecnológica de produção de hidrogênio a partir de reforma a vapor de gás natural já existente no Brasil, sendo esta a tecnologia mais mundialmente difundida.

Ainda, além da cooperação técnica já citada, foi firmada uma parceria entre a EPE e o Governo Britânico através do Programa de Energia para o Brasil (BEP, na sigla em inglês)¹¹⁹. No âmbito desta parceria, foram desenvolvidas duas Notas Técnicas sobre Hidrogênio Azul e Turquesa. Tais Notas envolvem as rotas tecnológicas de produção de hidrogênio a partir de gás natural, com captura, armazenamento e utilização de carbono (hidrogênio azul), e a partir de pirólise de metano sem emissão de CO₂, com formação de coque (hidrogênio turquesa), respectivamente, avançando na

compreensão dos custos e potencialidades desta rota para a produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

Tais iniciativas estão em linhas com o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), cujas diretrizes têm como um dos eixos temáticos a cooperação internacional. Destaca-se que, embora esta parceria foque exclusivamente no chamado hidrogênio verde, por ser o elemento de comum interesse às partes, as demais iniciativas nacionais têm a neutralidade tecnológica por princípio e avaliam também outras rotas tecnológicas que se apresentam promissoras para o Brasil e que oferecem oportunidades para descarbonização. Outras cooperações internacionais do país também têm identificado o hidrogênio de baixo carbono como um tema prioritário como, por exemplo, o Fórum de Energia Brasil-EUA – USBEF (da sigla em inglês), entre outros.

Há, portanto, um conjunto de ações governamentais para desenvolver a economia do hidrogênio no Brasil, onde todas as rotas de produção e insumos merecem atenção, principalmente aquelas vias tecnológicas neutras ou de baixo carbono, a fim de contribuir para uma maior descarbonização da economia no futuro.

Box 12 - 1: A produção de hidrogênio a partir de gás natural e uma possível estratégia para o Brasil

A produção de hidrogênio a partir de reforma a vapor de gás natural apresenta-se como a tecnologia mais empregada, sendo chamada de hidrogênio cinza, quando sua produção não envolve captura e armazenamento de CO₂ (CCS) ou captura, armazenamento e utilização do CO₂ produzido (CCUS- *Carbon Capture, Utilization and Storage*). Esta tecnologia apresenta elevada eficiência e maturidade tecnológica e tem como parâmetro de maior influência o preço do gás natural. Destaca-se, também, que as emissões de CO₂ do processo (como matéria-prima e como combustível para o sistema) se mostram relevantes, de modo que se pode considerar pouco provável que a obtenção de hidrogênio por esta rota ainda tenha espaço relevante no longo prazo, em um futuro de baixo carbono.

Na Nota Técnica de Hidrogênio Cinza publicada pela EPE, foi desenvolvido um estudo de caso para estimar a viabilidade técnico-econômica para implantação no Brasil de unidades de produção pela rota de reforma a vapor de gás natural sem CCS ou CCUS. Os custos do hidrogênio foram estimados com base nas variações de dois fatores: capacidades das plantas e preços do gás natural. As capacidades das plantas foram consideradas entre 20 e 1000 t H₂/dia e os preços do gás variaram entre 4 e 12 US\$/MMBtu. Assim, as estimativas de custos de produção do hidrogênio ficaram entre 9 e 25 US\$/MMBtu (de US\$ 1,02 a 3,36/kg H₂). Caso seja considerado o custo de 6

¹¹⁹ O *Brazil Energy Programme* (BEP) provê financiamento do Reino Unido e experiência internacional para apoiar a

emergência do Brasil como uma potência de energias renováveis.

Box 12 - 1: A produção de hidrogênio a partir de gás natural e uma possível estratégia para o Brasil

US\$/MMBtu para o gás natural, o custo de produção de H₂ seria entre 12 e 16 US\$/MMBtu (de US\$ 1,37 a 2,15/kg H₂).

No hidrogênio azul, destaca-se a tecnologia de reforma autotérmica do metano (em inglês, autothermal reforming — ATR) e a sua maior compatibilidade com a obtenção de hidrogênio de baixo carbono. Destaca-se que esta tecnologia, embora ainda não esteja amplamente difundida, já apresenta projetos em atividade mundialmente. Com relação aos projetos de utilização do carbono destaca-se a sinergia entre o empreendimento de produção de hidrogênio com aquele que recebe o CO₂. Quanto ao armazenamento, diferentes tipos de reservatórios geológicos têm sido estudados, apresentando distintos mecanismos físicos e químicos de aprisionamento que permitem o sequestro eficaz de CO₂. Nos estudos com participação da EPE, para o cenário brasileiro, foi levantada a possibilidade de aproveitamento de plataformas offshore para a instalação de plantas de produção de hidrogênio, a fim de facilitar o acesso ao gás natural do pré-sal e armazenar o CO₂ em rochas naquele ambiente.

Na Nota Técnica de Hidrogênio Azul, foram considerados dois estudos de caso incluindo-se os custos de produção de hidrogênio da Nota Técnica de Hidrogênio Cinza e incorporando-se as estimativas de custos de captura, transporte e armazenamento de CO₂. No caso onshore, a produção de hidrogênio seria em Cubatão/SP e a injeção do CO₂ seria no campo de Merluza (offshore), resultando em custos variando entre 23 e 274 US\$/MMBtu. No caso offshore, a produção de hidrogênio seria na Bacia de Santos e o CO₂ seria injetado na mesma área, obtendo-se custos entre 33 e 250 US\$/MMBtu. Em ambos os estudos de caso, foram usadas as mesmas faixas de capacidades das plantas e preços de gás natural descritos na Nota Técnica de Hidrogênio Cinza. Adicionalmente, caso seja considerada a comercialização de créditos de carbono (25, 50 e 100 US\$/ton CO₂), os custos de produção de hidrogênio seriam reduzidos em cerca de 2, 4 e 8 US\$/MMBtu, respectivamente.

Com relação ao hidrogênio turquesa, que é produzido por pirólise do metano com produção de carbono sólido e, conseqüentemente, sem emissão de CO₂ no processo, pode-se ressaltar que sua produção envolve uma tecnologia ainda em evolução, que demanda, portanto, desenvolvimento. Entretanto, estudos teóricos já mostram que esta rota pode se tornar viável econômica e ambientalmente e que depende do valor agregado do carbono e da capacidade do mercado de absorver este produto.

Os custos de produção e a demanda de carbono e hidrogênio serão os principais fatores a determinar a capacidade de produção ideal e a localização das plantas de produção do hidrogênio turquesa. Para avaliar o potencial desta rota, foi realizado um estudo de caso que propôs a construção de uma planta localizada em uma região próxima à costa brasileira e a polos petroquímicos. O custo de produção de hidrogênio turquesa foi calculado utilizando-se como premissas o preço do gás natural igual a 6 US\$/MMBtu e o preço de venda do negro de fumo igual a 0,20 US\$/kg, obtendo-se o custo de produção de hidrogênio igual a 19,3 US\$/MMBtu (de US\$ 2,20 a 2,60/kg, dependendo do poder calorífico utilizado), verificando-se que a produção e venda de negro de fumo reduzem o custo líquido de hidrogênio por esta rota.

Embora a utilização de tecnologias CCS ou CCUS como no hidrogênio azul ou mesmo a produção de hidrogênio sem produção de CO₂, como visto no hidrogênio turquesa, possam elevar os custos de produção do hidrogênio, comparado ao produzido através da rota cinza, a possibilidade de negociação dos créditos de carbono, bem como a venda de produtos de maior valor agregado adicional (carbono sólido) poderão elevar a atratividade destes processos nos próximos anos.

As rotas de produção do hidrogênio azul e turquesa têm potencial para gerar um energético flexível e limpo a partir de um combustível fóssil abundante, o gás natural. Essas rotas abrem oportunidades para a cadeia do gás desempenhar papel essencial na energia e na indústria de baixo carbono, expandindo a função de combustível de transição atribuído, geralmente, ao gás natural. Assim, destaca-se o papel das rotas azul (com CCS ou CCUS) e turquesa (sem produção de CO₂) nos próximos anos, devido aos menores níveis de emissão de CO₂ desses processos.

12.2 Dinâmica e Usos do Hidrogênio

12.2.1 DINÂMICA DA CADEIA DO HIDROGÊNIO

A cadeia do hidrogênio já se encontra estabelecida, com um grande número de agentes produtores e consumidores, e instituições de pesquisa e desenvolvimento, como apontado no documento “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”, publicado pela EPE em fevereiro de 2021, e revisado em junho do mesmo ano.

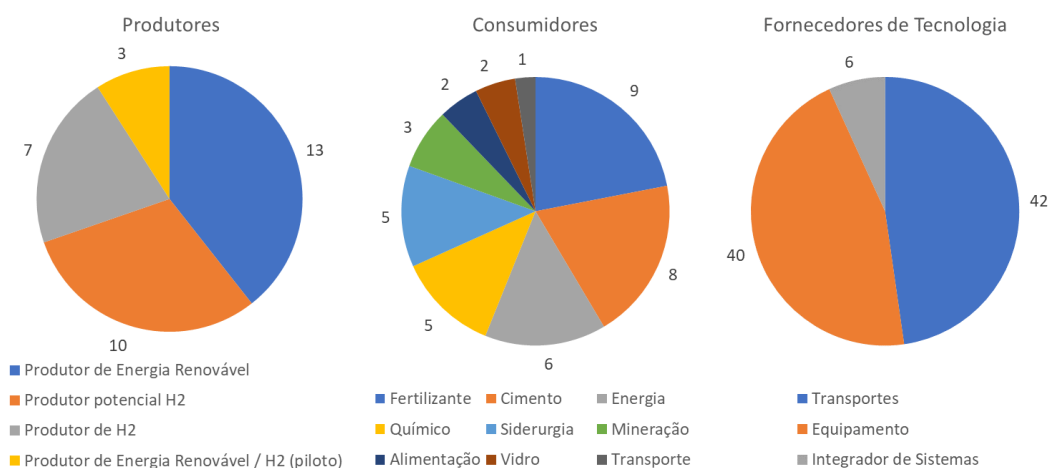
O estudo da GIZ (2021) mapeou principais atores atuantes ou com potencial de atuação futura na cadeia produtiva de hidrogênio no Brasil, tendo identificado 203 atores entre empresas produtoras, consumidoras, fornecedoras de tecnologia, prestadores de serviços, representações setoriais, universidades e centros de P&D. Uma síntese dos resultados é mostrada na **Tabela 12 - 1** e na **Figura 12 - 1**.

Tabela 12 - 1: Principais atores atuantes ou com potencial de atuação futura mapeados no Brasil

Principais Atores	Quantidade
Consumidores	41
Fornecedores de tecnologias de H ₂ verde e PtX	88
Prestadores de serviço	13
Produtores	33
Representações setoriais	12
Universidades e Centros de P&D	16
Total Geral	203

Fonte: Elaborado a partir de GIZ (2021).

Figura 12 - 1: Detalhamento dos tipos de atores das categorias Produtores, Consumidores e Fornecedores de Tecnologia



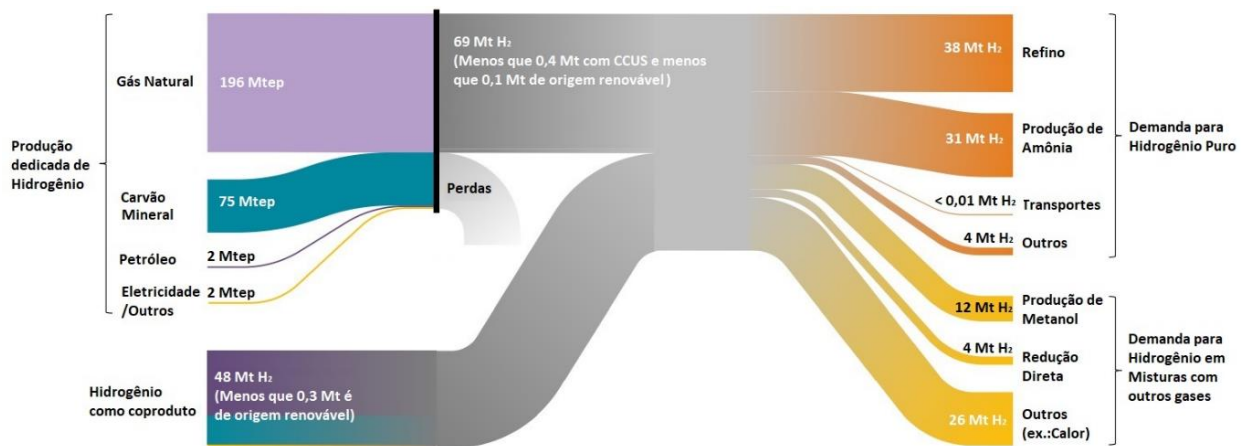
Fonte: Elaborado a partir de GIZ (2021a).

Entretanto, a oferta de hidrogênio, nesse mercado existente, é quase exclusivamente baseada em fontes fósseis; e a demanda é quase toda para fins industriais (uso como matéria-prima). A questão da mudança do clima, com a conseqüente necessidade de uma matriz energética de baixo carbono, tem orientado esforços das principais economias do mundo para o desenvolvimento de fontes renováveis e limpas de energia, e o uso energético do hidrogênio. A própria Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) aponta o hidrogênio e derivados como um dos pilares da descarbonização, em seu relatório “*Net Zero by 2050*”, publicado em maio de 2021.

A quase totalidade da oferta mundial de hidrogênio, estimada pela IEA para 2018 como de

115 Mt, se baseia na reforma a vapor do gás natural e do carvão mineral. E as aplicações que mais consomem este hidrogênio (puro ou como componente do gás de síntese) são o refino do petróleo, a produção de amônia e a produção de metanol, somando 70% do total. Outro uso com destaque ocorre na redução direta do minério de ferro. O restante do consumo deste hidrogênio, montante que chega a 30 Mt, se distribui em diversas outras aplicações. O diagrama de Sankey apresentado na **Figura 12 - 2** mostra a cadeia do hidrogênio hoje, desde a produção (dedicada e como coproduto) e as fontes usadas, até as aplicações. Em geral, estes usos do hidrogênio não são para fins energéticos, mas como insumo ou utilidade em processos industriais.

Figura 12 - 2: Representação atual da cadeia do hidrogênio



Fonte: IEA (2019).

A quantidade de hidrogênio consumida mundialmente nos usos atualmente denominados como “Outros” é significativa, de 26% do consumo

total, por isso é interessante também conhecê-los. A **Tabela 12 - 2** apresenta alguns usos que se enquadram nesta categoria.

Tabela 12 - 2: Outras aplicações industriais do hidrogênio

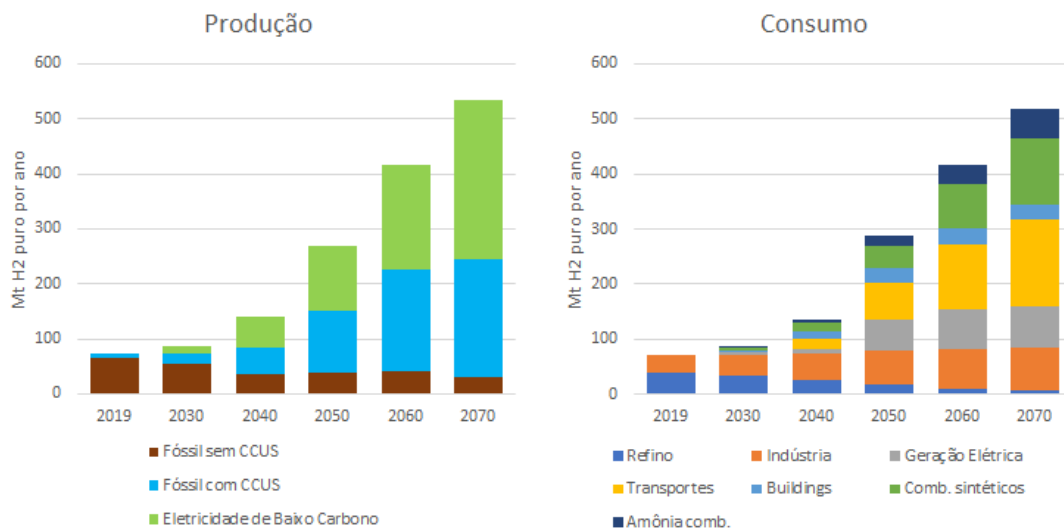
Tipo de Indústria	Descrição do uso do hidrogênio
Alimentos	,Usado para transformar gorduras insaturadas em óleos e gorduras saturadas .incluindo óleos vegetais hidrogenados, como margarina
Metalurgia	Usado em várias aplicações, incluindo ligas metálicas e calcinação <i>flash</i> do minério de ferro
Soldagem	Soldagem com hidrogênio atômico, processo de soldagem a arco que utiliza uma atmosfera de hidrogênio
Vidros Planos	Uma mistura de hidrogênio e nitrogênio é usada para evitar a oxidação e, portanto, defeitos durante a fabricação
Eletrônica	Como um agente eficiente de redução e gravação, o hidrogênio é usado para criar semicondutores, LEDs, <i>displays</i> , componentes fotovoltaicos e outros eletrônicos
Medicina	O hidrogênio é usado para produzir peróxido de hidrogênio (H ₂ O ₂ -). Recentemente, o hidrogênio também tem sido estudado como um gás terapêutico para uma série de doenças

Fonte: <https://wha-international.com/hydrogen-in-industry/> (consultado 05/07/2021).

Em termos prospectivos, o cenário de desenvolvimento sustentável da IEA até 2070 aponta que o perfil de origem do hidrogênio mostra gradativa mudança, sendo produzido preponderantemente a partir de eletricidade obtida por energias renováveis e combustíveis fósseis associados à CCUS. Do ponto de vista do perfil de

consumo, neste cenário estima-se que o uso energético do hidrogênio e seus derivados deverá ser predominante, com destaque para o uso no setor de transportes. Por outro lado, a destinação do hidrogênio para o setor de refino aponta queda contínua nesse horizonte (**Figura 12 - 3**).

Figura 12 - 3: Produção mundial de hidrogênio puro por fonte e consumo mundial de hidrogênio puro por setor, no cenário de desenvolvimento sustentável da IEA, de 2019 a 2070



Fonte: IEA (2021).

Na direção de introduzir o hidrogênio na matriz energética, e ampliar seus usos, a oferta de hidrogênio de baixo carbono para substituir fontes fósseis de energia envolve tanto o uso de fontes energéticas não fósseis, como o CCUS. A **Figura 12 - 4** apresenta uma representação simplificada das rotas tecnológicas para a produção do hidrogênio, podendo ser observada na **Tabela 12 - 3** uma síntese da classificação do hidrogênio em escala de cores.

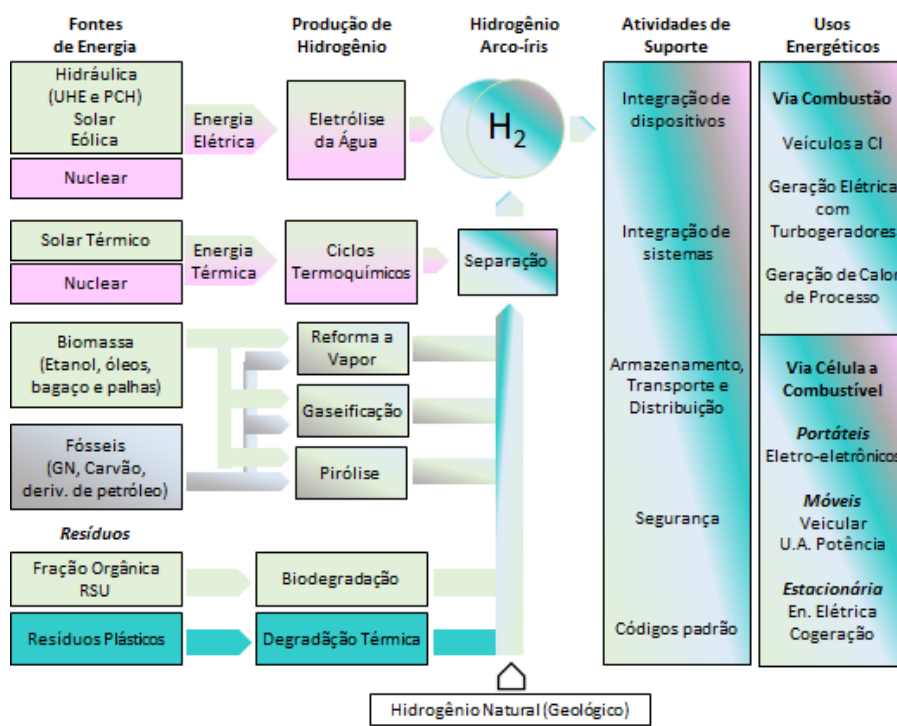
Ainda assim, para facilitar a referência às outras rotas e utilizar os jargões de mercado usuais (marrom, cinza, azul e verde), propõem-se para o hidrogênio produzido de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica a cor verde musgo (com variações de tons de verde que podem ir do “amarronzado”, caso de alterações significativas do uso do solo, ao

“esverdeado”, caso de carbono nulo ou negativo). Entretanto, sugere-se que a classificação das diferentes formas de hidrogênio deve ser procedida de uma avaliação mais objetiva, afastando-se da abordagem baseada na cor, comumente utilizada.

Além de considerar o ciclo de vida das emissões de gases de efeito de estufa, utilizadas nos processos de produção e transporte do hidrogênio, também deve ter em conta outros critérios de sustentabilidade, tais como conservação dos recursos naturais, manejo e controle da poluição, conservação da biodiversidade e dos ecossistemas, etc.

Na **Tabela 12 - 4** são apresentados valores de intensidade de carbono para algumas rotas tecnológicas de produção de hidrogênio

Figura 12 - 4: Representação das rotas tecnológicas do hidrogênio



Fonte: Adaptado de CGEE (2010)

Tabela 12 - 3: Classificação do hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição
Preto	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
Marron	Hidrogênio Marron	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
Cinza	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
Azul	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
Verde	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar).
Branco	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
Turquesa	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO ₂
Musgo	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
Rosa	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

Fonte: Elaborado a partir de IEA (2019a), H2-VIEW (2020), BAKER MCKENZIE (2020) e ZGONNIK (2020).

Tabela 12 - 4: Emissões de dióxido de carbono no ciclo de vida do hidrogênio por rota tecnológica

Tecnologia	Intensidade de Carbono (kgCO ₂ /kgH ₂)
Eletrólise (Nuclear)	0,5 – 1,0
Eletrólise (Eólica)	0,5 - 1,1
Eletrólise (Solar)	1,3 - 2,5
Biomassa	0,3 - 8,6
Pirólise do metano	4,2 - 9,1
Reforma a vapor do metano	10,1 - 17,2
Gaseificação do carvão	14,7 - 26,1
Eletrólise (Gás Natural Ciclo Combinado)	23,0

Fonte: TENHUMBERG & BÜKER, 2020.

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) no ciclo de vida do hidrogênio, incluídas nestes dados (**Tabela 12 - 4**), incluem as emissões desde a extração dos insumos, utilidades e materiais até o processo de produção de hidrogênio. Para considerar a utilização do hidrogênio é preciso

conhecer as emissões do ciclo de vida dos materiais necessários para a construção da infraestrutura dessa utilização. No caso de a pirólise do metano ser à plasma, o carbono resultante é obtido na forma sólida, reduzindo e, até, anulando as emissões.

Produção Centralizada, Distribuída e Embarcada de Hidrogênio

A capacidade de uma planta de produção de hidrogênio pode variar conforme a necessidade ou a oportunidade. A produção centralizada, em plantas com elevada capacidade de produção, permite economias de escala, mas requer uma importante infraestrutura de armazenamento e distribuição. No caso da produção distribuída, essa infraestrutura é menos relevante em termos de custos, mas o projeto pode perder em economias de escala. A produção distribuída de hidrogênio, no entanto, permite dimensionar a planta para o atendimento de mercados locais.

A fronteira, entre estas duas classificações, não é rígida. O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), em um estudo de análise do custo nivelado da produção centralizada e distribuída de hidrogênio, considera como produção

centralizada plantas com capacidade de 50 a 820 t de hidrogênio por dia, e como produção distribuída plantas com capacidade de até 1,5 t de hidrogênio por dia (NREL, 2009).

A produção centralizada e a distribuída são estacionárias. Em escalas ainda menores, existe a produção embarcada de hidrogênio, o que permite mobilidade. Assim, veículos podem transportar outros energéticos, como o etanol (Nissan, 2021), o metanol (Karma & Blue World, 2021), o dimetil éter (Bianchini et al., 2021), etc. e realizar a reforma para produzir hidrogênio que alimenta a célula a combustível. Nesta escala, o hidrogênio também pode ser usado nas redes de distribuição de energia elétrica para facilitar a operação do sistema (GHD, 2020).

12.2.2 MERCADO ATUAL

De acordo com a Agência Internacional de Energia, em 2018, a demanda mundial por

hidrogênio foi de 115 Mt, sendo 73 Mt de hidrogênio puro (IEA, 2019). A produção de amônia para

fertilizante e o refino do petróleo responderam por 96% da demanda de hidrogênio puro. Já a demanda por hidrogênio em misturas com outros gases foi de 42 Mt, sendo que a produção de metanol respondeu por 29%, a redução direta na indústria do aço respondeu por 7%, e o restante em outros usos diversos (IEA, 2019).

A principal rota tecnológica no mundo é a reforma a vapor do metano a partir de gás natural (hidrogênio cinza), em unidades de geração de hidrogênio (UGH), cerca de 70% (IEA, 2019). A rota tecnológica por eletrólise da água a partir de renováveis (hidrogênio verde) é de apenas 1% (IEA, 2019). O restante é baseado na gaseificação do carvão (majoritariamente) e derivados de petróleo, como co-produtos no processo de reforma catalítica (sobretudo) e de outras unidades (craqueamento catalítico - FCC e hidroprocessamento - HCC, em menor grau) em refinarias (IEA, 2019; Szklo e Uller, 2008).

O mercado brasileiro é principalmente para atender demandas de refinarias e fábricas de fertilizantes (87%) e o hidrogênio é produzido e usado no local. No Brasil, a demanda por hidrogênio chegou a cerca de 1 Mt em 2010, sendo 50% para fertilizantes, 37% refino, 8% químico e 4% metalurgia/alimentos, sendo 95% de origem fóssil - predominantemente, gás natural (César et al., 2019).

No que tange ao consumo por fábricas de fertilizantes, a demanda por hidrogênio se reduziu a níveis mais baixos no Brasil, cerca da metade, nos últimos anos, sobretudo, por causa da: desativação da planta de metanol da GPC Química no Rio de Janeiro/RJ em setembro 2013; hibernação da Planta de Metanol da Copenor em Camaçari/BA por tempo indeterminado desde de julho de 2016; hibernação das fábricas de fertilizantes nitrogenados da Bahia (Fafen-BA), em Camaçari/BA e de Sergipe (Fafen-SE) da Petrobras em junho de 2018; e hibernação da fábrica de fertilizantes localizada na cidade de Araucária/PR em janeiro de 2020. Todavia, a Fafen-BA e a Fafen-SE foram arrendadas por 10 anos para o Proquigel Química em agosto de 2020. A Fafen-SE e a Fafen-BA, agora Unigel Agro SE e Unigel Agro BA, retomaram as operações em março e novembro de 2021, respectivamente.

Quanto às refinarias, a demanda por hidrogênio em uma refinaria de petróleo é destinada principalmente para hidroprocessamento e hidrotratamento visando, respectivamente, a maior recuperação de destilados médios (diesel e QAV, por exemplo) e ajustes de qualidade dos combustíveis produzidos, uma vez que especificações delimitam o teor máximo de enxofre para comercialização de combustíveis como a gasolina e o óleo diesel. O hidrotratamento é o processo industrial mais utilizado para a remoção de compostos sulfurados, nitrogenados e aromáticos de correntes em uma refinaria, sendo o hidrogênio utilizado como elemento de captura.

No Brasil, em 2020, foram produzidas cerca de 325 mil toneladas de hidrogênio puro em refinarias nacionais. Embora o refino de petróleo seja um importante produtor de hidrogênio no País, destaca-se que no cenário atual, esse volume é utilizado para consumo interno nos processos de hidrotratamento. Principal agente do refino brasileiro, a Petrobras planeja até 2026 produzir 100% do óleo diesel em suas refinarias com baixíssimo teor de enxofre (10 p.p.m), indicando um aumento em seu consumo de hidrogênio nos próximos anos (Petrobras, 2021). Em 2031, projeta-se um consumo da ordem de 375 mil toneladas.

Neste contexto, portanto, a maior parte do hidrogênio produzido é precificada com base em transferências internas de preços ou contratos bilaterais. Conforme **Figura 12 - 5**, estima-se que os custos do hidrogênio cinza (a partir da reforma de gás natural sem CCUS) possam se situar entre US\$ 0,9 e 3,2 kg H₂. Por sua vez, ao se introduzir a captura de CO₂ (hidrogênio azul) estima-se que estes custos possam girar entre US\$ 1,5 a 2,9 / kg H₂ no Brasil. Cabe destacar que as faixas de valores apresentadas exibem uma visão comparativa das rotas de produção de hidrogênio, podendo contudo serem verificadas observações fora destas faixas, em projetos específicos, em função de condições locais e/ou modelos de negócio aplicáveis.

No que se refere à biomassa, pode-se obter hidrogênio verde musgo a partir da gaseificação, da pirólise ou por meio do uso do etanol em célula combustível, conforme já ilustrado na **Figura 12 - 5**.

Para o etanol, especialistas afirmam que o custo poderia variar de US\$ 2,5-10,59 / kg H₂, a partir de hoje (no Brasil, seria de US\$ 2,5-5 / kg H₂). Para o hidrogênio verde seria de US\$ 3-7,5 / kg H₂, conforme exibido na Figura 12-5. Em estudo realizado para a EPE e o MME (*Report on Green*

Hydrogen in Brazil), por meio da GIZ, pela Tractebel Engineering GmbH, no âmbito do projeto “H2Brasil – Hidrogênio Verde no Brasil”, ratifica tal grandeza de custos no Brasil, com valores na faixa de US\$ 2,19-5,19 / kg H₂, considerando casos com características e/ou localidades distintas (GIZ, 2021b).

Tabela 12 - 5: Panorama de resultados de produção de hidrogênio por caso simulado

Cenário	A1	A2	P1	E1	E2	E3
Potência Instalada de produção de eletricidade (MW)	295	207	339	400	2.392	-
Produção de eletricidade (MWh/ano)	975.882	319.879	1.120.751	1.321.205	7.909.664	-
Excedentes de eletricidade para venda (MWh/ano)	182.311	18.021	278.215	639.288	4.498.862	-
Consumo de eletricidade para produção de H ₂ (MWh/ano)	746.996	283.151	793.087	682.917	3.410.802	3.410.802
Consumo de eletricidade para produção de NH ₃ (MWh/ano)	46.575	17.654	49.449			
Produção de hidrogênio (t/ano)	14.389	5.454	15.277	13.140	65.700	65.700
Atendimento ao critério de adicionalidade (S/N)	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
Porte do eletrolisador (MW)	100	100	100	95	465	385
Potência total da planta de H ₂ (MW)	105,6	105,6	105,6	100,5	491,3	406,0
Custo de Eletricidade ¹ (US\$/kWh)	0,033	0,069	0,031	0,039	0,039	0,030
LCoH (US\$/kg H ₂)	3,67	5,19	3,73	4,66	4,94	2,19
LCoA ² (US\$/t NH ₃)	1.027	1.447	1.010	-	-	-

Notas: (1) Corresponde ao custo de eletricidade usado para a produção de hidrogênio. Não necessariamente corresponde ao custo nivelado da planta produtora de eletricidade, por conta da venda de excedentes gerados à rede.

(2) Para a estimativa de custo nivelado de produção de amônia (LCoA) em unidades existentes, são necessários dados que não são públicos. Desta forma, em alguns casos apresentados na tabela, apenas o custo nivelado de produção de hidrogênio (LCoH) é estimado.

Glossário de casos simulados:

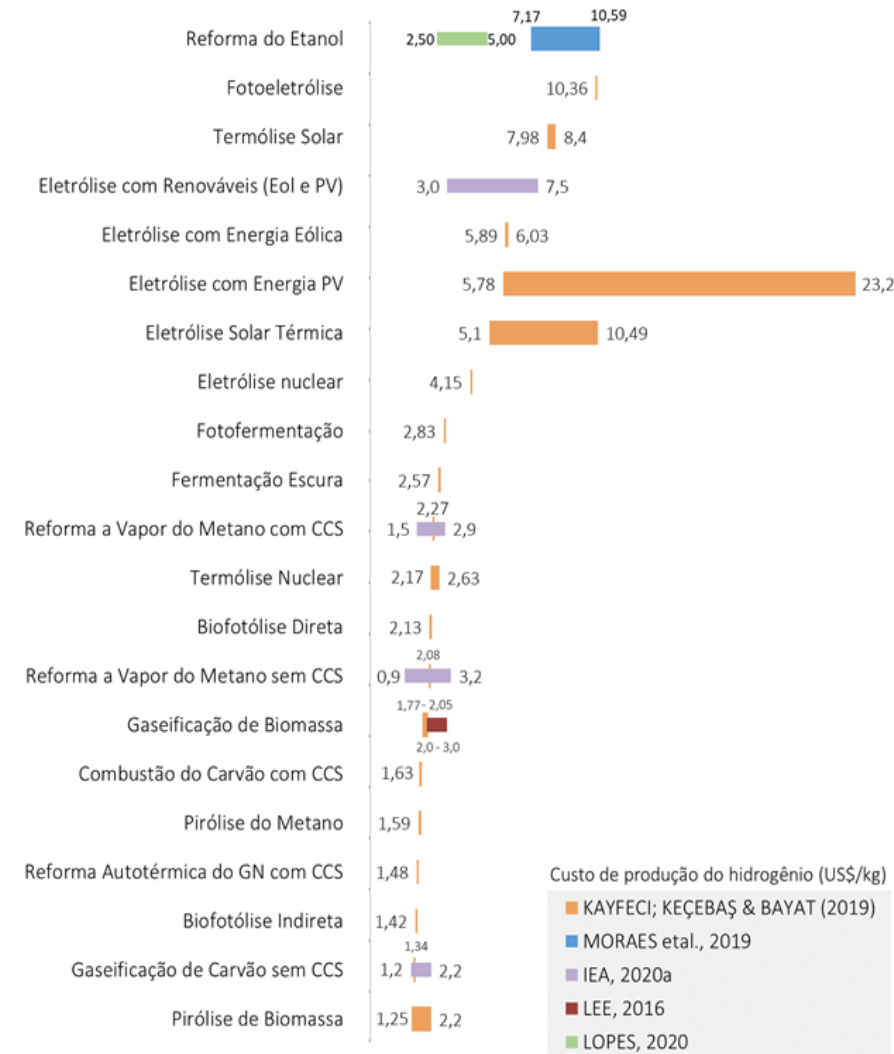
1. Caso A1: produção de amônia próxima ao Porto de Aratu (BA) - Eletricidade adquirida a partir de usina de geração eólica situada no interior da Bahia
2. Caso A2: produção de amônia próxima ao Porto de Aratu (BA) - Eletricidade adquirida a partir de usina de geração solar fotovoltaica situada próxima à planta de produção de hidrogênio
3. Caso P1: produção de amônia próxima ao Porto de Pecém (CE) - Eletricidade adquirida a partir de usina de geração eólica situada no interior do Ceará

4. Caso E1: Produção de amônia em planta existente, a partir de suprimento parcial com hidrogênio verde (20% do total demandado)
5. Caso E2: Produção de amônia em planta existente, com 100% de suprimento com hidrogênio verde
6. Caso E3: Produção de amônia em planta existente, com 100% de eletricidade verde adquirida no mercado livre

Além do hidrogênio verde musgo, produzido no Brasil a partir de biomassa e etanol, e da planta de produção do hidrogênio verde obtido da eletrólise da água instalada no Parque Tecnológico Itaipu (PTI), desenvolvido na área da Itaipu Binacional, que inicialmente considerava a fonte hidrelétrica e, recentemente, está fazendo instalações para uso da fonte solar, destaca-se também o incremento da produção de hidrogênio verde no recente comissionamento do eletrolisador do projeto P&D de geração e armazenamento de energia, considerando as fontes hidrelétrica e solar, desenvolvido na área da Usina de Itumbiara de Furnas, em março de 2021.

Além disso, é importante salientar também que o custo do hidrogênio obtido pela reforma a vapor do gás natural sem CCS (hidrogênio cinza), em torno de 1 US\$/kg, nos países mais competitivos, é muito inferior ao do hidrogênio de baixo carbono, seja ele "azul" (entre 1,5 e 2,9 US\$/kg) ou "verde" (entre 3,0 e 7,5 US\$/kg), conforme mostra a Figura a seguir. Ressalve-se que, em 2021, o patamar de preços do hidrogênio das rotas de gás natural pode ter se alterado com a alta de preços do gás natural, ainda que isso dependa dos arranjos de precificação (relações contratuais ou preços de transferência).

Figura 12 - 5: Custo de produção do hidrogênio



Há também grandes expectativas acerca da competitividade do hidrogênio natural ou geológico (estima-se que mais barato do que os de rotas de combustíveis fósseis e de eletrólise), sobretudo quando disponível em mistura com o gás hélio (Prinzhofer et al., 2018).

O Departamento de Energia e Mineração da Austrália apresentou, em 2021, uma proposta para

licenciamento de atividades exploratórias de hidrogênio natural¹²⁰. Pesquisas apontam que o Brasil pode dispor de potencial de hidrogênio natural ou geológico relevante em pelo menos quatro Estados (Projeto das empresas GEO4U e Engie Brasil): Ceará, Roraima, Tocantins e Minas Gerais (Moretti et al., 2021; Prinzhofer et al., 2019).

¹²⁰ Vide: <https://www.petroleum.sa.gov.au/geology-and-prospectivity/hydrogen#licensing>

12.2.3 PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS

Enquanto o setor de energia vê o surgimento de várias alternativas tecnológicas para descarbonizar em todo o mundo (hídrica, eólica, solar, biomassa e nuclear, por exemplo), algumas indústrias (principalmente aquelas cujos processos industriais requerem combustíveis fósseis) e o setor de transporte apresentam desafios para encontrar uma forma de reduzir suas emissões de carbono (IEA, 2020c). A eficiência energética é sempre uma opção, mas normalmente as políticas e ações se restringem à substituição de máquinas e equipamentos, uma vez que mudar processos industriais e sistemas de transporte não é tão fácil.

O transporte individual de passageiros (veículos leves) possui algumas alternativas tecnológicas com biocombustíveis (principalmente, Brasil e EUA), hibridização, eletrificação (a bateria, que já está mais disseminada, a célula combustível e a combustíveis sintéticos - *e-fuels* -, que ainda têm entradas modestas). No entanto, os combustíveis fósseis como a gasolina e o diesel (gasóleo) ainda dominam o cenário energético no transporte individual, levando alguns países a estabelecer legislações para banir as vendas de novos veículos com motor de combustão interna (CI) e eliminá-los das ruas e estradas. Enormes desafios para a descarbonização estão à frente do transporte rodoviário pesado (principalmente, de carga como caminhões de longa distância), do setor de aviação e marítimo, ferro e aço, produtos químicos, cimento e mineração, para garantir a sustentabilidade nas próximas décadas (IEA, 2020c). Por outro lado, nesse contexto também surgem oportunidades de negócios.

No setor de transporte, opções de combustíveis como misturas de biocombustíveis em caminhões de longa distância (biodiesel, HVO - Óleo Vegetal Hidrotratado ou “diesel-verde” - e biogás), aviação (bioquerosene de aviação) e em navios (*biobunker*) certamente desempenharão um papel por um tempo, bem como combustíveis fósseis de menor teor de carbono, como o gás natural (principalmente, GNL para caminhões e navios) e combustíveis sintéticos (querosene sintético para

aviação baseado, principalmente em GTL ou CTL com CCS). Essas são opções consideradas pela Organização Internacional da Aviação Civil - ICAO (da sigla em inglês) em seu Esquema de Compensação e Redução de Carbono para Aviação Internacional - Corsia (ICAO, 2018) e pela Organização Marítima Internacional – IMO (da sigla em inglês) em sua Estratégia de Redução de Emissões de GEE de Embarcações (IMO, 2018). Todavia, tais rotas tecnológicas, em geral, moderam, mas não reduzem drasticamente as emissões de carbono (exceção são alguns biocombustíveis).

Portanto, sendo o hidrogênio um potencial vetor energético para a descarbonização, em especial nos setores supracitados (inclusive transporte individual), cabe discutir também as perspectivas tecnológicas da sua produção e logística. Atualmente, existem algumas opções para o armazenamento e transporte do hidrogênio. Entretanto, esses processos ainda são desafiadores, uma vez que a densidade deste combustível é muito baixa. O armazenamento pode ser feito em estruturas geológicas (como as minas, cavernas de sal, etc.), mas precisa de condições adequadas. Outra alternativa é realizar a sua conversão em derivados, tais com a amônia e o metanol, de modo a facilitar o transporte e seu manuseio ao destino final, onde poderão ser necessárias operações de reconversão a hidrogênio. Como alternativas de armazenamento e transporte, também podem ser elencadas a adsorção, a liquefação e compressão do hidrogênio.

No que diz respeito à produção, destacam-se os projetos-piloto em desenvolvimento, em diferentes rotas, que contribuirão para a identificação e superação dos desafios para o ganho de escala. No caso do chamado hidrogênio “rosa”, por exemplo, a flexibilidade conferida pelo processo de eletrólise da água pode ser uma oportunidade à geração elétrica de base, a partir de usinas nucleares. Há desenhos de Pequenos Reatores Nucleares – SMR (da sigla em inglês) que privilegiam essa dualidade de função (geração elétrica e de hidrogênio).

Por outro lado, o processo de eletrólise requer suprimento firme de eletricidade, a fim de maximizar seu fator de capacidade e a competitividade do hidrogênio produzido. Por exemplo, um eletrolisador suprido por uma única usina de fonte renovável variável, sem conexão ao sistema interligado, ficaria sujeito à disponibilidade e variabilidade da geração de eletricidade, reduzindo sua eficiência. Logo, faria mais sentido sua conexão à rede, o que leva à discussão sobre o princípio de adicionalidade, conforme ocorre hoje na Europa¹²¹. Por este critério, a energia consumida deverá ser coberta por geração renovável adicional, assegurando que este consumo não leve a eventual maior geração a partir fontes fósseis. Não há, porém, consenso sobre como comprovar este requisito, tanto na produção como no transporte de hidrogênio, o que pode desestimular investimentos,

aumentar os prazos dos projetos (já que, em geral, plantas de eletrólise podem ser construídas em tempo menor que ativos de geração) e prejudicar a transição energética e a descarbonização (European Commission, 2021).

Conforme abordado no capítulo 3 (Geração Centralizada) deste PDE, a competitividade do hidrogênio nacional terá impacto direto no setor de energia como um todo, afetando a demanda pelos insumos. No caso específico do setor elétrico, espera-se o impacto tanto na demanda de energia elétrica, a ser utilizada nos eletrolisadores, por exemplo, quanto na expansão da geração, para atendimento a estes consumidores, com destaque para as fontes renováveis, com eventual impacto na expansão da rede de transmissão.

12.3 Potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil

Tendo em vista prover a ordem de grandeza do potencial de hidrogênio nas próximas décadas no país, nessa seção, estima-se a base de recursos remanescentes ao suprimento da demanda energética nacional e o potencial técnico de produção de hidrogênio do Brasil. A base de recursos energéticos utilizada pode ter diferentes níveis de incerteza, decorrente das diferentes fontes de dados e informações empregadas na sua estimativa (vide box a seguir para conceituação dos potenciais técnico, econômico e de mercado). O potencial técnico de produção de hidrogênio apresentado

nesse PDE 2031 é estimado com base no Plano Nacional de Energia – PNE 2050, a partir do inventário de recursos energéticos e da demanda de energia relacionada ao cenário desafio da expansão¹²². Ressalte-se que não está incluído no potencial técnico de hidrogênio de baixo carbono a base de recurso de hidrogênio natural ou geológico no Brasil, visto que o mesmo ainda requer maior discussão acerca das estimativas disponíveis de potencial. Ou seja, o potencial técnico de hidrogênio do Brasil ainda poderá ser revisado, à medida que as pesquisas e as tecnologias avancem.

¹ A Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu traz, em seu artigo 27, o detalhamento sobre esse requisito, mas apenas para o setor de transportes. Discute-se a extensão a outros setores.

¹²² O cenário desafio da expansão do PNE 2050 considera relevante crescimento da demanda e está relacionado a um contexto que impõe ao planejador, além da necessidade de reforçar e aperfeiçoar os mecanismos e as políticas vigentes,

também buscar soluções inovadoras que permitam o estabelecimento de uma estratégia de expansão de longo prazo do setor energético de forma a garantir o fornecimento de energia à sociedade no horizonte 2050, atendendo critérios de segurança energética, retorno adequado aos investimentos, disponibilidade de acesso à população e socioambientais.

Box 12 - 2: O que os diferentes potenciais nos indicam?

A indicação de potenciais de disponibilidade de recursos é uma etapa fundamental de sinalização de oportunidades de avaliação de qualquer mercado. É importante, contudo, ter-se em mente que existem distintos conceitos para reportar este potencial, categorizados em três tipos, cuja relação é exibida na figura a seguir, na forma de subconjuntos.

Figura 12 - 6: Representação esquemática da relação entre os potenciais técnico, econômico e de mercado



Nota: Os subconjuntos não estão representados em escala, que pode variar de acordo com a situação e dinamicamente no tempo.

Nesta categorização, o potencial técnico corresponde ao limite superior de disponibilidade de recursos, que seria obtido caso todo o recurso disponível fosse recuperado a partir das tecnologias mais eficientes disponíveis, a partir de recursos energéticos provados e prováveis, admitindo-se, portanto, um maior nível de incerteza na disponibilidade dos mesmos. Nesta estimativa, não são considerados aspectos econômicos ou qualquer outro impedimento de penetração tecnológica, aspectos financeiros, comportamentais nem tampouco barreiras existentes ao aproveitamento deste recurso energético. Pode-se considerar o potencial técnico como o limite superior para este aproveitamento destes recursos. Ressalve-se que mudanças significativas da tecnologia e da base de recursos podem alterar o potencial técnico no tempo.

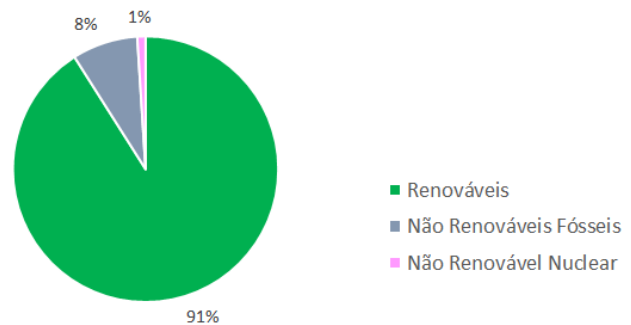
O potencial econômico, por sua vez, leva em conta a penetração de tecnologias de aproveitamento destes recursos que apresentem viabilidade econômica quanto à sua implementação. Na estimativa deste potencial, são considerados investimentos em equipamentos, O&M, custo de insumo, preços de venda da energia, taxas de desconto setorial, entre outros. Porém, aspectos relacionados a barreiras existentes para adoção de tecnologias, acesso a capital, gestão de prioridades do negócio ou percepção de risco do projeto (o que demandaria um prêmio adicional sobre a taxa de desconto setorial), por exemplo, não são considerados. Adicionalmente, no que tange à disponibilidade de recursos energéticos disponíveis, adotam-se os recursos com maior grau de certeza.

O potencial de mercado, por sua vez, corresponde a um subconjunto do potencial econômico, considerando os aproveitamentos viáveis sob o ponto de vista econômico-financeiro e considerando aqueles que vencem barreiras existentes tais como assimetrias de informação, dificuldade de acesso à capital para financiamento de investimentos e operações etc. Neste potencial, contudo, algumas barreiras poderão estar presentes e que impedirão sua total penetração, podendo ser identificada a necessidade de políticas públicas para sua minimização.

Na contabilização do potencial de recursos energéticos no PNE 2050, os recursos não renováveis fósseis foram computados como o acumulado no horizonte até 2050, o recurso não renovável nuclear foi computado como as reservas totais de urânio¹²³ e os recursos renováveis como os potenciais inventariados no ano de 2050, uma vez que pela sua natureza¹²⁴ não podem ser acumulados no longo prazo. Os recursos energéticos considerados totalizam 21,5 Gtep de não renováveis; sendo 88% recursos fósseis e 12% recurso nuclear. O recurso fóssil¹²⁵ com maior volume é o Petróleo, com 8,3 Gtep, seguido do Carvão Vapor com 7,2 Gtep e do Gás Natural com 2,8 Gtep. O recurso nuclear totaliza 2,4 Gtep. Os recursos renováveis disponibilizam ao menos 7 Gtep/a, com o maior potencial sendo o Solar com 5,3 Gtep (98% *offshore*), seguido do Eólico com 1,4 Gtep (98% deste é *offshore*). Os demais recursos renováveis, que incluem biomassa excedente da cana de açúcar, biogás da pecuária, saneamento, resíduos da produção agrícola e florestas energéticas, somam até 612 Mtep em 2050. Destaque-se, novamente, que se trata de uma estimativa de base de recursos remanescentes, que consiste no primeiro passo para estudos prospectivos sobre os potenciais técnico, econômico e de mercado para o planejamento energético.

Os valores do inventário dos recursos energéticos do PNE 2050 foram ajustados para uma base anual, totalizando 7,9 Gtep/ano no período 2020 a 2050. Os valores resultantes, por fonte, podem ser encontrados no Anexo B e a Figura 6 indica a composição percentual do inventário de recursos energéticos, por ano, até 2050.

Figura 12 - 7: Composição percentual do inventário de recursos energéticos considerados, por ano, até 2050



Desse total de recursos energéticos do inventário, foi descontada a demanda final do cenário desafio da expansão associada aos energéticos que impactam a disponibilidade de recursos para produção de hidrogênio em 2050, sendo esse montante de 6,8 Gtep. Quase 1/4 dos recursos energéticos inventariados, a demanda acumulada de fontes fósseis até 2050, de 6,6 Gtep, leva à depleção de 36% do estoque de recursos fósseis no período.

Vale destacar que, no caso da eletricidade, apenas a demanda final em 2050 foi considerada. Para as demais fontes, foram considerados os acumulados das respectivas demandas finais no período de 2020 a 2050. Os quantitativos das demandas finais dos energéticos que impactam a disponibilidade de recursos para produção de hidrogênio em 2050 estão detalhados no Anexo B, totalizando 6.783 Mtep.

Acrescenta-se que, por simplicidade, foi assumido o atendimento da demanda elétrica totalmente por recursos renováveis *onshore* hidráulico, solar e eólico, mais baratos e com maior fator de conversão em hidrogênio. A biomassa excedente foi inteiramente alocada para produção de hidrogênio. Do ponto de vista puramente energético, a simplificação se mostra como adequada para a presente análise, como mostra a

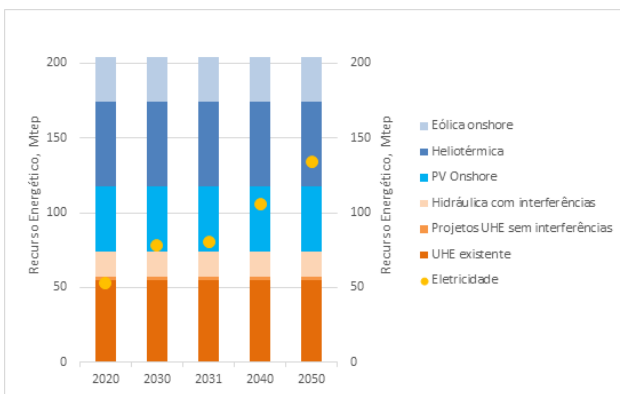
¹²³ Considerando o estoque dos recursos fósseis e nuclear sendo consumidos até a exaustão no horizonte de 2050

¹²⁴ Recursos renováveis são disponibilizados em fluxo, sendo possível aproveitar todos os anos, logo não há exaustão do recurso

¹²⁵ Estes valores para os recursos fósseis foram atualizados para o ano base 2020.

Figura 12 - 8. Essa abordagem indica, ainda, uma parcela do potencial de produção de hidrogênio verde no Brasil que, por se originar de fontes renováveis, não resultaria na transferência de emissões para outros setores ou produtos. Entretanto observa-se que, na prática, como o atendimento da demanda elétrica possui outros requisitos, além da disponibilidade energética, outras fontes, incluindo não renováveis, deverão continuar participando da matriz brasileira, com vistas a garantir segurança no abastecimento, confiabilidade, etc. Desta forma, o potencial de hidrogênio verde que atenderia o critério de adicionalidade deve ser ainda maior que o apontado neste documento.

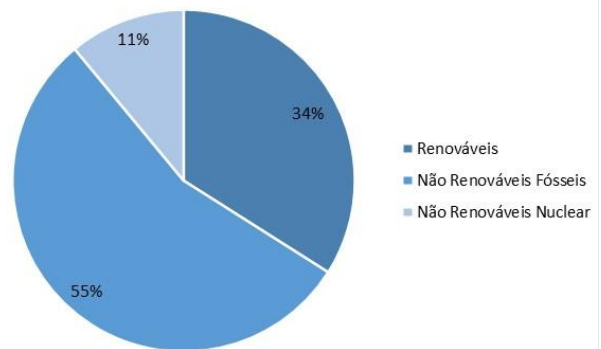
Figura 12 - 8: Atendimento da demanda elétrica e produção de hidrogênio de baixo carbono com recursos renováveis on shore



O saldo de recursos energéticos disponíveis para produção de hidrogênio, obtido subtraindo as demandas finais dos valores do inventário de recursos, é de 21 Gtep. A estimativa de saldo de

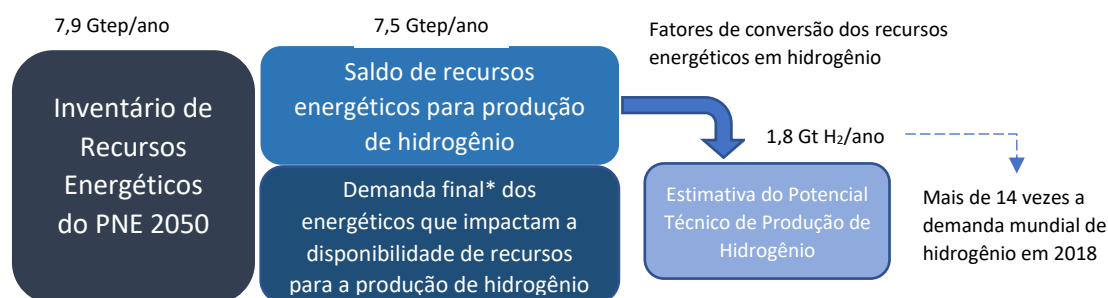
recurso energéticos disponíveis para a produção de hidrogênio, em base anual, pode ser consultada no Anexo B. E, como indicado na Figura 8, os recursos fósseis respondem por 55% e o recurso nuclear responde por 11% do saldo de recursos. Importante observar que estes valores correspondem à totalidade destes recursos, que são de natureza não renovável. Os recursos renováveis representam 34%.

Figura 12 - 9: Composição percentual do saldo de recursos energéticos disponíveis para produção de hidrogênio



As rotas tecnológicas adotadas nesta estimativa, para conversão dos recursos energéticos em hidrogênio, são apresentadas no Anexo B, assim como os fatores de conversão adotados.

A metodologia utilizada para o cálculo e a estimativa do potencial técnico total de produção de hidrogênio no Brasil até 2050 são apresentadas na **Figura 12 - 10**, totalizando 1,8 Gt/ano, o que representa mais de 14 vezes a demanda mundial de hidrogênio em 2018.

Figura 12 - 10: Esquemático do cálculo de estimativa do potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil


* Considerando cenário "Desafio da Expansão" e supondo atendimento de toda demanda elétrica com os recursos renováveis onshore.

Fonte: Elaboração própria.

A **Tabela 12 - 6** apresenta o resultado da estimativa de potencial técnico de produção de hidrogênio a partir do saldo dos recursos energéticos no horizonte de 2050.

Tabela 12 - 6: Estimativa do potencial técnico de produção de hidrogênio a partir do saldo de recursos energéticos até 2050

Recurso Energético	Potencial de Hidrogênio Mt/ano
Renovável – <i>Offshore</i> *	1.715,3
Renovável – <i>Onshore</i> *	18,1**
Biomassa	50,5
Nuclear	6,9
Fósseis	60,2
Total	1.851

Notas:

* Os recursos renováveis onshore e offshore considerados são o hidráulico, o solar e o eólico.

**O potencial pode se revelar bastante superior ao apontado em caso de não ocorrência da suposição de atendimento à totalidade da demanda de energia por fontes dessa natureza, conforme premissa assumida neste trabalho

Fonte: Elaboração própria.

Os recursos renováveis *offshore* se destacam com um enorme potencial técnico de produção de hidrogênio. O recurso com a maior participação é o solar fotovoltaico com 79% do potencial, seguido do eólico, além dos 100 km até o limite da Zona

Econômica Exclusiva (ZEE), que é de 15%. O restante do recurso eólico até 100 km da costa tem um potencial de 101,2 Mt H₂/ano e do oceânico, com 8,8 Mt H₂/ano. Estes valores são apresentados na **Tabela 12 - 7**.

Tabela 12 - 7: Detalhamento do potencial técnico de produção de hidrogênio a partir dos recursos renováveis offshore

Recurso Energético Renovável Offshore	Potencial de Hidrogênio Mt/ano
Eólica offshore - 10 km dist.	11,2
Eólica offshore - 50 km (exc. 10 km dist)	39,8
Eólica offshore - 100 km (exc. 50 km dist)	50,2
Eólica offshore - ZEE (exc. 100 km dist)	249,2
Oceânica	8,8
PV Offshore	1.356,1
Total	1.715,3

Em 2020, a EPE publicou o estudo “*Roadmap Eólica Offshore Brasil*” onde mapeou o recurso para torres de 100 m de altura e a uma batimetria (profundidade do mar) de até 50 m (EPE, 2020). O total de recurso eólico offshore nesta condição foi de 218 Mtep, que convertidos a hidrogênio equivalem a 56,4 Mt.

Posteriormente à conclusão dos estudos de inventário de recursos energéticos do PNE 2050, estudos sobre a ocorrência de hidrogênio geológico (hidrogênio natural) no país começaram a despontar. Embora o conhecimento científico sobre este recurso seja ainda muito limitado no mundo, sua natureza renovável, limpa, e, potencialmente, a custos muito baixos motivam aprofundamento das investigações, o que pode ampliar a base de recursos

Além disso, alguns especialistas esperam que o hidrogênio produzido pela eletrólise da água usando eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, como hídrica, eólica e solar, seja competitivo até 2030.

Embora a disputa do hidrogênio cinza e azul versus o verde tenha dominado o debate, há uma ampla gama de alternativas para construir uma economia de hidrogênio. Desse modo, diversas outras rotas tecnológicas também podem ter papéis importantes a desempenhar na indústria de hidrogênio de baixo carbono, inclusive a rota que utiliza a biodigestão anaeróbia de resíduos orgânicos.

O desenvolvimento do mercado de hidrogênio renovável se beneficiará da sinergia com o mercado de hidrogênio de baixo ou zero-carbono (como o hidrogênio azul, o turquesa e o rosa), como tem sido buscado nos EUA, no Canadá e na Noruega. Mesmo a Alemanha, que centra sua estratégia no hidrogênio verde, aceitará temporariamente o hidrogênio azul e turquesa para contribuir para o desenvolvimento do mercado e assegurar preços mais competitivos nas fases iniciais.

Sobre o hidrogênio renovável e livre de carbono, este terá três papéis fundamentais na transição energética: i) descarbonizar os segmentos de difícil abatimento de emissões, como o setor de transportes pesados de longo-curso (caminhões, trens e embarcações), setor aéreo e indústria (fertilizantes, siderurgia e cimento, por exemplo); ii) facilitar o armazenamento de energia das fontes renováveis variáveis como a eólica e a solar; e, iii) permitir o acoplamento entre os mercados elétrico, transporte e industrial.

No que se refere ao hidrogênio verde, o desenvolvimento de mercados domésticos e externos será importante para ganhar escala. E, mesmo o hidrogênio verde sendo parte importante de todos o processo, outros tipos de hidrogênio de baixo ou zero-carbono também terão papel importante.

Box 12 - 3: Hidrogênio natural no Brasil

Quanto ao hidrogênio natural, anteriormente considerado marginal, senão inexistente, aparece cada vez mais como uma opção importante a ser explorado pelas empresas de energia no futuro próximo (Prinzhofer & Deville, 2015; Deville & Prinzhofer; 2015; Zgonnik, 2020). Muitas *startups* estão lançando programas de exploração/produção em vários países do mundo, enquanto grandes empresas de energia e governos estão observando e agindo de forma mais discreta, mas insistente.

As fontes geradoras de H₂ natural, ou geológico, conhecidas são: 1) a radiólise, relacionada à radioatividade natural das rochas que, em particular, separa o hidrogênio e oxigênio da água, liberando esses gases; 2) a oxidação de minerais de Ferro (Fe), com Fe⁺² oxidando a Fe⁺³ gerando magnetita, hematita, biotita, etc., e com a redução da água liberando H₂; 3) a ação do enxofre (S), que com a redução do Fe⁺³ para Fe⁺², gerando pirita (H₂S) e H₂; e, 4) a decomposição do íon amônia NH₄ que se decomporá em N e H (PRINZHOFER et al., 2019).

Box 12 - 3: Hidrogênio natural no Brasil

Em ambientes terrestres de terrenos geológicos cratônicos de idade proterozoica, também foi observado hidrogênio nos Estados Unidos (Carolina do Sul, Kansas), Canadá, Austrália, Brasil e muitos de outros lugares. A fonte é relativamente semelhante: oxidação de um material rico em ferro e liberação de H₂, essas exsudações de superfície são sistematicamente em regiões muito antigas, geralmente proterozoicas ou neoproterozoicas, e rica em metais (MORETTI et al., 2018).

No Mali, localizado na porção ocidental da África, encontra-se atualmente o maior exemplo de exploração e produção de hidrogênio no mundo. O Mali é o único exemplo de produção industrial de hidrogênio natural no mundo, com ocorrência de hidrogênio em reservatórios nas profundidades entre 100 m e 1.800 m. O gás produzido é atualmente usado para gerar energia limpa e iluminar parte do vilarejo de Bourakébougou, perto da capital Bamako, em uma área rural pobre que não tinha acesso à eletricidade (PRINZHOFER, CISSÉ e DIALLO, 2018).

Nesse contexto, observa-se que o Brasil é um país de enorme extensão territorial e engloba várias zonas cratônicas proterozoicas e mesoproterozoicas que, como citado acima são propícias à geração e preservação do hidrogênio natural. As campanhas exploratórias preliminares realizadas em vários estados da federação mostraram potenciais significativos em hidrogênio. Foram estudadas áreas nos estados do Ceará, Goiás, Tocantins, Roraima, Minas Gerais e Bahia que apresentaram diferentes potenciais para a pesquisa de hidrogênio natural. Alguns melhores e outros piores, mas sempre positivos. Esta lista não é exaustiva, uma vez que muitas outras regiões nunca foram estudadas.

Algumas áreas do Brasil já foram exploradas para o hidrogênio natural. Esse trabalho foi realizado inicialmente em parceria com a Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e posteriormente com a empresa Engie Brasil, que patrocinou um trabalho mais extenso e com excelentes resultados. Diversas áreas, daquelas estudadas, mostraram a presença de hidrogênio no solo e poços profundos da Bacia do São Francisco constataram altas concentrações de hidrogênio em reservatórios profundos, atestando assim a existência de sistemas ativos de hidrogênio nessas regiões.

Apesar desses estudos iniciais, o potencial deste recurso no Brasil ainda é desconhecido. Entretanto, MORETTI et al. (2021) estimam uma emissão de 140 t/dia (51,1 kt/ano) de hidrogênio, em três áreas identificadas na Bacia do São Francisco, indicando que o potencial de produção de hidrogênio indicado no presente estudo pode ser considerado como otimista.

Assim, para atingirmos a meta de descarbonizar a economia mundial não devemos escolher apenas um determinado caminho, pois precisaremos de todas as alternativas que

contribuam para descarbonizar a matriz energética mundial, através de uma trajetória de transição energética justa e sustentável economicamente.

12.3.1 MERCADO POTENCIAL

O Brasil tem grandes oportunidades para aproveitar suas renováveis na indústria de hidrogênio verde e de zero ou baixo carbono em geral. Bom posicionamento para exportação para mercados desenvolvidos e potencial de demanda em fertilizantes (amônia verde), produção de biocombustíveis avançados (HVO e bioquerosene

por rota HEFA), armazenamento de energia para geração elétrica de fontes variáveis, célula combustíveis para transportes leves e pesados, aço verde (H₂ para redução direta na siderurgia) e metanol verde para produção de biodiesel (hoje o metanol é totalmente importado).

Apesar de muito dependente de importações para atender sua demanda por fertilizantes, o Brasil possui uma forte indústria do agronegócio. Portanto, é uma grande oportunidade de produzir hidrogênio para fertilizantes no Brasil, que poderá se beneficiar do Plano Nacional de Fertilizantes. O mesmo vale para o minério, o aço e outros metais. O Brasil produz e exporta minério, aço e outros metais, sendo que esses materiais, com certificações verdes, poderão ser produtos *premium* no mercado global de *commodities* nas próximas décadas.

Considerando que o Acordo de Paris muda o mercado global para um contexto de cada vez mais demanda de produtos mais limpos, mercados para hidrogênio na indústria de minérios, aço, metais e fertilizantes, entre outros, devem ser desenvolvidos. Adicionalmente, projetos de hidrogênio verde no Brasil devem ser construídos em portos que têm distritos industriais e têm planos de produção de amônia verde e outras *commodities* verdes para os mercados doméstico e internacional, criando uma importante sinergia e desenvolvendo novas vantagens competitivas para o país.

De acordo com projeções de longo prazo sobre o consumo global de hidrogênio puro, há a expectativa de crescimento sustentado, dos 73 milhões de toneladas em 2018, para valores em torno de 200 e 500 milhões de toneladas em 2050, a depender da implementação das políticas de redução de emissões de dióxido de carbono no mundo (IEA, 2021).

Nesse contexto, o Brasil pode se tornar um grande exportador de hidrogênio no futuro, sendo um país muito competitivo em fontes renováveis, com recursos hídricos significativos (inclusive extenso acesso ao mar e tecnologia de dessalinização, bem como grande potencial de reuso de água), infraestrutura robusta, inclusive logística e portuária, com um setor energético de porte e moderno, bem como capital humano nacional para desenvolver um mercado de hidrogênio importante e exportar para o mercado global, tirando vantagem de sua distância para os principais mercados desenvolvidos.

Entretanto, para aproveitar as oportunidades será preciso investir em P&DI, em especial para reduzir custos como os dos derivados do hidrogênio verde, por exemplo, pois os mesmos ainda não são competitivos com os similares de origem fóssil. Novas tecnologias de usos também precisam ser aperfeiçoadas e/ou desenvolvidas. Daí, a importância da Resolução CNPE nº 2/2021, que identifica o hidrogênio como um dos temas prioritários para alocação de recursos dos programas de P&DI da ANEEL e da ANP. O país deve se tornar muito competitivo também em gás natural após a consolidação das reformas promovidas pelo Novo Mercado de Gás. E, por isso, o país tem investido em P&DI tanto na reforma a vapor do gás natural e do etanol quanto na eletrólise da água com base na energia hidrelétrica, eólica e solar. A Resolução CNPE nº 2/2021 e o PNH2 reforçarão essa estratégia.

Cabe destacar que, mesmo com volumes modestos, projetos-pilotos em âmbito de P&DI (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) de armazenamento de energia podem ter um impacto de longo prazo muito significativo para a maior inserção de renováveis variáveis na matriz elétrica do Brasil. Em particular, citem-se os projetos de produção de hidrogênio para armazenamento de energia do Parque Tecnológico de Itaipu, da Hytron para as empresas BAESA e ENERCAN e, mais recentemente, o já citado projeto de Furnas na Usina Hidrelétrica Itumbiara (hidrelétrica- solar fotovoltaica – hidrogênio).

Já o hidrogênio do etanol, por exemplo, pode ter um papel fundamental no mercado automotivo brasileiro e de outros países produtores de açúcar e etanol no futuro (como a Índia, por exemplo). Algumas montadoras apresentam desenvolvimentos, testando protótipos de veículos elétricos a células de combustível com base na reforma do etanol dentro do veículo ou no posto de combustível. Isso significa que a maior parte da infraestrutura já está disponível no Brasil, com necessidade de poucos investimentos para reformular a infraestrutura. Ainda assim, os combustíveis sintéticos de outras rotas de hidrogênio também terão um papel importante.

Em 2021, além de diversos projetos de P&D em escala piloto, foram anunciados diversos projetos em escala industrial de hidrogênio verde: os projetos do *Hub* de Hidrogênio Verde do Estado do Ceará no Porto de Pecém; os projetos no Porto de Suape, em Pernambuco; e, os projetos no Porto do Açu no Estado do Rio de Janeiro. Tais projetos estão

em fase de estudos de viabilidade técnica e econômica.

A **Tabela 12 - 8** resume os projetos de hidrogênio de baixo carbono anunciados no Brasil em 2021, bem como suas características, quando disponíveis.

Tabela 12 - 8: Projetos de H₂ no Brasil

Projeto	Empresa	Local	Escala	Estágio
Purificação de H ₂ gerado	Eletronuclear	Angra I e II - RJ	150-300 kg H ₂ /d	P&D
H ₂ V	PTI	Foz do Iguaçu-PR	Piloto	P&D
H ₂ V híbrido (UHE e FV)	PTI	CESP – SP	Piloto	P&D
H ₂ V híbrido (UHE e FV)	Furnas	Itumbiara-GO	Piloto	P&D
Reforma a vapor de bioCH ₄ para produzir bioH ₂ e NH ₃ V	Yara com CH ₄ da Raízen	Interior de SP	20.000m ³ /d	Comercial em 2023
H ₂ V em transporte público	Neoenergia	CE		MoU
Fertilizante (NH ₃ V)	Unigel	Camaçari – BA	Comercial	Conversão no final de 2022
H ₂ V e NH ₃ V de eólica	Enterprize Energy	RN	Comercial	MoU
H ₂ V	Fortescue	Porto do Açu - RJ	Comercial (300 MW e 250 kt NH ₃)	MoU
H ₂ V	Fortescue	Porto do Pecém - CE	Comercial	MoU
H ₂ V	Energix	Porto do Pecém - CE	Comercial (600 kt H ₂)	MoU
H ₂ V	Qair	Porto do Pecém - CE	Comercial (540 MW)	MoU
H ₂ V	White Martins (Linde/Praxair)	Porto do Pecém - CE	Comercial	MoU
H ₂ V	EDP	Porto do Pecém - CE	Comercial (250 m ³ H ₂ /h)	MoU
H ₂ azul e verde	Qair	Porto de Suape - PE	Comercial (540 MW)	MoU
H ₂ V	Neoenergia	PE	Piloto	MoU

12.4 Oportunidades e Desafios

O hidrogênio não é uma fonte nova e ainda enfrenta alguns desafios. Não obstante, o momento atual impulsiona o hidrogênio de baixo carbono, que promete se tornar uma relevante fonte e armazenamento de energia e promover o acoplamento do mercado de energia aos setores de indústria e transporte nas próximas décadas.

A aceleração do desenvolvimento do mercado de hidrogênio resulta em uma ampla gama de oportunidades de negócios. Existem diferentes rotas tecnológicas e insumos para a produção de hidrogênio, proporcionando oportunidades para as indústrias de óleo e gás, renováveis, biocombustíveis, nuclear, elétrica e outras energéticas. Por outro lado, o hidrogênio de custo competitivo pode ser usado por diferentes

atividades econômicas, como transporte, geração de energia, armazenamento de energia, fertilizantes, siderúrgicas, refino e biorrefino, inclusive na obtenção de biocombustíveis avançados, como biometano, HVO e bioquerosene, assim como em outros produtos químicos etc. Além disso, existe um mercado global de hidrogênio em desenvolvimento, especialmente baseado, sobretudo, em hidrogênio verde, azul e turquesa.

Conforme abordado no capítulo 3 (Geração Centralizada de Energia Elétrica) deste PDE, a competitividade do hidrogênio nacional terá impacto direto no setor de energia como um todo, afetando a demanda pelos insumos. No caso específico do setor elétrico, espera-se o impacto tanto na demanda de energia elétrica, a ser utilizada

nos eletrolisadores, por exemplo, quanto na expansão da geração, para atendimento a estes consumidores, com destaque para as fontes renováveis, com consequente impacto na expansão da rede de transmissão. Essa competitividade, por sua vez, está diretamente ligada ao preço da eletricidade no caso da eletrólise, que pode representar cerca de 70% do custo de produção de hidrogênio, o que representa uma oportunidade ao país, dada a disponibilidade e baixo custo de geração renovável, quando comparado a outros mercados.

Para aproveitar as oportunidades, em primeiro lugar, deve-se aperfeiçoar estruturas institucionais, legais e regulatórias, adequando-as para fornecer estabilidade, previsibilidade e confiança aos investidores. Além disso, para reduzir a assimetria de informações sobre disponibilidade e custos de recursos energéticos, custos de capital e operacionais de projetos, assim como para o mercado potencial e o capital humano, o ambiente de negócios deve ser aprimorado. O Pacto Energético do Hidrogênio, apresentado pelo Brasil nos Diálogos de Alto Nível em Energia da ONU, visa prover informações e divulgar oportunidades para atrair investimentos para o Brasil. Destaca-se, ainda, a importância de competitividade e apoio às inovações relacionadas ao hidrogênio, como já discutido, reforçando a necessidade de estabelecer cooperações internacionais com países com interesses convergentes e que busquem mútuos benefícios.

Nesse contexto, é importante destacar a necessidade de identificação dos condicionantes de tributação e financiamento, assim como das necessidades de melhoria das condições para atração de investimentos em hidrogênio de baixo carbono. E, adicionalmente, avançar na identificação

de potencial de mercado e de questões relacionadas a demanda.

Além da exportação, os principais usos e oportunidades para o Brasil e para o restante da América Latina (há sinergias relevantes que podem ser aproveitadas) são: fertilizantes, armazenamento de energia para permitir maior inserção de renováveis variáveis na matriz elétrica, hidroprocessamento de óleos vegetais para fazer biocombustíveis avançados como biometano, HVO, bioquerosene de aviação e biobunker e uso da célula combustível em veículos e equipamentos (como empilhadeiras industriais). No caso do Brasil, grandes máquinas na mineração, siderurgia e caminhões pesados, bem como veículos à célula combustível com etanol também serão oportunidades em prazos mais longos (ou quando houver competitividade).

Há desafios tecnológicos e de custos na infraestrutura do hidrogênio, que requerem soluções de metalurgia especiais para dutos e tanques e que são mais caras do que as infraestruturas convencionais. Além destes, há ainda desafios ligados à terminologia (cores ou teor de carbono associado), à clareza sobre o princípio de adicionalidade e à necessidade de normas para a certificação de origem. Ademais, os próprios custos de produção do hidrogênio são um desafio à sua competitividade. Em particular, para o hidrogênio verde e de baixo –carbono, o que requer o conhecimento do potencial de cada rota.

Finalmente, há que se considerar que o Brasil não será apenas um fornecedor de *commodities* verdes, mas também uma economia competitiva de hidrogênio que produzirá, inclusive para exportação, minerais, aço, metais, amônia, *commodities* agrícolas e outros bens e serviços industriais de baixo ou zero carbono.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO HIDROGÊNIO

- *De acordo com a Agência Internacional de Energia, em 2018, a demanda mundial por hidrogênio foi de 115 Mt, sendo 73 Mt de hidrogênio puro.*
- *No Brasil, a demanda por hidrogênio chegou a cerca de 1 Mt, sendo 50% para fertilizantes, 37% refino, 8% químico e 4% metalurgia/alimentos, sendo 95% de origem fóssil (predominantemente, gás natural).*
- *A estimativa de produção anual de hidrogênio a partir do saldo dos recursos energéticos disponíveis para a produção de hidrogênio no horizonte de 2050 é da ordem de 1.850 Mt/ano, com os recursos renováveis offshore se destacando com um enorme potencial técnico de produção de hidrogênio.*
- *Resguardada a importância de uma abordagem inclusiva e caminhos flexíveis para a transição energética, evitando trancamentos tecnológicos e se valendo das suas potencialidades, o Brasil tem grandes oportunidades com a economia do hidrogênio, tanto no mercado interno quanto externo, sendo estratégicos os desdobramentos associados ao Programa Nacional do Hidrogênio.*

Lista de Boxes

Capítulo 1

BOX 1 - 1: INTENSIDADE ENERGÉTICA E O EFEITO ESTRUTURA	29
BOX 1 - 2: O PDE 2031 E O DECRETO Nº 10.531/2020.....	32

Capítulo 2

BOX 2 - 1: ENERGIA PARA QUEM?	34
BOX 2 - 2: NOVOS EQUIPAMENTOS NO MODELO RESIDENCIAL DE ENERGIA.....	45
BOX 2 - 3: IMPACTOS DE CENÁRIOS ALTERNATIVOS NA CARGA DE ENERGIA	54
BOX 2 - 4: DECOMPOSIÇÃO DA CARGA HORÁRIA NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA	55

Capítulo 3

BOX 3 - 1: OUTROS APRIMORAMENTOS IMPORTANTES PARA O ENFRENTAMENTO DE ESCASSEZ HÍDRICA	61
BOX 3 - 2: A CONSIDERAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS PARA ADAPTAÇÃO DO PLANEJAMENTO.....	68
BOX 3 - 3: PRIMEIRO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE: DA CONCEPÇÃO NO PDE AO CERTAME REALIZADO EM 2021	78
BOX 3 - 4: PERSPECTIVAS PARA O ARMAZENAMENTO NO SIN E OPORTUNIDADES PARA A INSERÇÃO DAS UHR	97

Capítulo 4

BOX 4 - 1: DIFERENÇAS ENTRE O PDE E O PET/PELP	134
--	-----

Capítulo 5

BOX 5 - 1: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NO HORIZONTE DO PDE 2031.....	156
---	-----

Capítulo 6

BOX 6 - 1: E SE A ESPECIFICAÇÃO DE TEOR DE ENXOFRE NO ÓLEO DIESEL RODOVIÁRIO SE TORNAR MAIS RESTRITIVA?	190
---	-----

Capítulo 7

BOX 7 - 1: SENSIBILIDADE NO ESCOAMENTO DO GÁS NATURAL DO PRÉ-SAL	210
BOX 7 - 1: SENSIBILIDADE NO ESCOAMENTO DO GÁS NATURAL DO PRÉ-SAL	213

Capítulo 8

BOX 8 - 1: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OFERTA DE ETANOL.....	235
BOX 8 - 2: DIESEL VERDE.....	244
BOX 8 - 3: POTENCIAL PARA BIORREFINARIAS NO BRASIL.....	249

Capítulo 9

BOX 9 - 1: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO PDE	254
---	-----

BOX 9 - 2: ANÁLISE DE IMPACTO DA PROPOSTA DO PDEF NO SETOR INDUSTRIAL	258
BOX 9 - 3: ANÁLISE DE IMPACTO DE MEDIDAS ADICIONAIS DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA EM EDIFICAÇÕES	264
BOX 9 - 4: MINI GD REMOTA: OPORTUNIDADES EM OUTRAS TECNOLOGIAS	273

Capítulo 10

BOX 10 - 1: ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS POSITIVOS DA EXPANSÃO PLANEJADA NO PDE 2031	293
BOX 10 - 2: A ESCASSEZ HÍDRICA E A CRISE DE 2021	303
BOX 10 - 3: DESDOBRAMENTOS DA 26ª CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MUDANÇAS DO CLIMA (COP26)	310
BOX 10 - 4: A VULNERABILIDADE DA HIDROELETRICIDADE QUANTO À DISPONIBILIDADE HÍDRICA	317
BOX 10 - 5: PRECIFICAÇÃO DE CARBONO	318

Capítulo 12

BOX 12 - 1: A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE GÁS NATURAL E UMA POSSÍVEL ESTRATÉGIA PARA O BRASIL	344
BOX 12 - 2: O QUE OS DIFERENTES POTENCIAIS NOS INDICAM?	358
BOX 12 - 3: HIDROGÊNIO NATURAL NO BRASIL	362

Lista de Figuras

Capítulo 3

FIGURA 3 - 1: FLUXOGRAMA DO PROCESSO APLICADO AO PLANEJAMENTO DECENAL	62
FIGURA 3 - 2: FLUXOGRAMA DAS ETAPAS DE SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	64

Capítulo 4

FIGURA 4 - 1: REPRESENTAÇÃO DOS CLUSTERS DE GERAÇÃO INDICATIVA NO SUBSISTEMA NORDESTE	118
FIGURA 4 - 2: RESUMO DAS DETERMINAÇÕES LEI NO 14.182/2021	123

Capítulo 6

FIGURA 6 - 1: ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE GASOLINA A EM 2031	191
FIGURA 6 - 2: ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE ÓLEO DIESEL A EM 2031	192
FIGURA 6 - 3: ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE GLP EM 2031	193
FIGURA 6 - 4: ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE QAV EM 2031	194
FIGURA 6 - 5: OLEODUTOS DE TRANSPORTE QUE ATINGEM O LIMITE DA CAPACIDADE NO HORIZONTE DECENAL .	195

Capítulo 7

FIGURA 7 - 1: INFRAESTRUTURA DE OFERTA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EXISTENTE, EM CONSTRUÇÃO E PREVISTA	199
FIGURA 7 - 2: PROJETOS INDICATIVOS ESTUDADOS PELA EPE (PIG, PIPE E PITER)	201
FIGURA 7 - 3: CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2022 E 2031 DA MALHA NORDESTE	215
FIGURA 7 - 4: CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2022 E 2031 DA MALHA SUDESTE	216
FIGURA 7 - 5: CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2022 E 2031 DO GASBOL E DO GASUP	218

Capítulo 8

FIGURA 8 - 1: PLANTAS PRODUTORAS DE ETANOL E AÇÚCAR NO BRASIL E INFRAESTRUTURA LOGÍSTICA	235
FIGURA 8 - 2: USINAS DE BIODIESEL E INFRAESTRUTURA ATUAL DE ESCOAMENTO	244

Capítulo 9

FIGURA 9 - 1: ILUSTRAÇÃO DAS SENSIBILIDADES AVALIADAS NO PDE 2031 PARA A COMPENSAÇÃO DE MMGD A PARTIR DE 2029	270
--	-----

Capítulo 10

FIGURA 10 - 1: LOCALIZAÇÃO DOS PROJETOS PREVISTOS NO PDE 2031	295
--	-----

FIGURA 10 - 2: MAPA SÍNTESE DA ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA DO PDE 2031 300

Capítulo 12

FIGURA 12 - 1: DETALHAMENTO DOS TIPOS DE ATORES DAS CATEGORIAS PRODUTORES, CONSUMIDORES E FORNECEDORES DE TECNOLOGIA..... 346

FIGURA 12 - 2: REPRESENTAÇÃO ATUAL DA CADEIA DO HIDROGÊNIO 347

FIGURA 12 - 3: PRODUÇÃO MUNDIAL DE HIDROGÊNIO PURO POR FONTE E CONSUMO MUNDIAL DE HIDROGÊNIO PURO POR SETOR, NO CENÁRIO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA IEA, DE 2019 A 2070 349

FIGURA 12 - 4: REPRESENTAÇÃO DAS ROTAS TECNOLÓGICAS DO HIDROGÊNIO 350

FIGURA 12 - 5: CUSTO DE PRODUÇÃO DO HIDROGÊNIO 355

FIGURA 12 - 6: REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA RELAÇÃO ENTRE OS POTENCIAIS TÉCNICO, ECONÔMICO E DE MERCADO 358

FIGURA 12 - 7: COMPOSIÇÃO PERCENTUAL DO INVENTÁRIO DE RECURSOS ENERGÉTICOS CONSIDERADOS, POR ANO, ATÉ 2050 359

FIGURA 12 - 8: ATENDIMENTO DA DEMANDA ELÉTRICA E PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO COM RECURSOS RENOVÁVEIS *ON SHORE*..... 360

FIGURA 12 - 9: COMPOSIÇÃO PERCENTUAL DO SALDO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISPONÍVEIS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO 360

FIGURA 12 - 10: ESQUEMÁTICO DO CÁLCULO DE ESTIMATIVA DO POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NO BRASIL 361

Lista de Tabelas

Capítulo 1

TABELA 1 - 1: PRINCIPAIS DIFERENÇAS DE PREMISSAS ENTRE O CENÁRIO DE REFERÊNCIA E OS ALTERNATIVOS ..	30
--	-----------

Capítulo 2

TABELA 2 - 1: INDICADORES: CONSUMO FINAL DE ENERGIA	34
TABELA 2 - 2: DOMICÍLIOS BRASILEIROS COM ENERGIA ELÉTRICA E SEU CONSUMO POR FAIXA DE RENDA PARA 2019 (%)	35
TABELA 2 - 3: CONSUMO DE ELETRICIDADE POR USO FINAL NOS DOMICÍLIOS BRASILEIROS POR FAIXA DE RENDA, 2019 (%)	35
TABELA 2 - 4: POSSE (EQUIPAMENTO/DOMICÍLIO) E CONSUMO ELÉTRICO (%) PARA 2005 E 2019 POR EQUIPAMENTO	46
TABELA 2 - 5: PRINCIPAIS INDICADORES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE	52
TABELA 2 - 6: SIN E SUBSISTEMAS: CARGA DE ENERGIA	53

Capítulo 3

TABELA 3 - 1: SÍNTESE DAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS DAS UHE CONSIDERADAS NO PDE 2031	67
TABELA 3 - 2: RESUMO DAS CONSIDERAÇÕES DE CUSTOS PARA AS TECNOLOGIAS DO MDI	94
TABELA 3 - 3: CESTA DE OFERTA DE UHE DO MDI	95
TABELA 3 - 4: RECURSOS DISPONÍVEIS PARA EXPANSÃO DA OFERTA	96
TABELA 3 - 5: CME DA EXPANSÃO DE REFERÊNCIA	107
TABELA 3 - 6: ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES CAUSADORES DO EFEITO ESTUFA	112

Capítulo 4

TABELA 4 - 1: EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS E LICITADOS, COM IMPACTO NA EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DAS INTERLIGAÇÕES, ATÉ DEZEMBRO DE 2026	129
TABELA 4 - 2: EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS, COM IMPACTO NA EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DAS INTERLIGAÇÕES, AINDA NÃO LICITADOS E/OU COM ENTRADA EM OPERAÇÃO A PARTIR DO ANO 2027	129
TABELA 4 - 3: CENÁRIO DE REFERÊNCIA: ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO FÍSICA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO SIN -LINHAS DE TRANSMISSÃO	139
TABELA 4 - 4: CENÁRIO DE REFERÊNCIA: ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO FÍSICA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO SIN - TRANSFORMAÇÃO	139

Capítulo 5

TABELA 5 - 1: RECURSOS E RESERVAS EM ÁREAS TERRESTRES (MILHÕES DE BARRIS DE ÓLEO EQUIVALENTE)	162
TABELA 5 - 2: RECURSOS E RESERVAS EM ÁREAS MARÍTIMAS (MILHÕES DE BARRIS DE ÓLEO EQUIVALENTE)	164
TABELA 5 - 3: PREVISÃO DA PRODUÇÃO, DEMANDA ESTIMADA E EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL	168

Capítulo 6

TABELA 6 - 1: REFINARIAS NACIONAIS AUTORIZADAS PARA OPERAÇÃO	179
TABELA 6 - 2: BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO E INDICADORES PARA PETRÓLEO E REFINO	182

TABELA 6 - 3: PRODUÇÃO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	183
TABELA 6 - 4: PRODUÇÃO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	196

Capítulo 7

TABELA 7 - 1: INVESTIMENTOS PREVISTOS E INDICATIVOS	220
--	-----

Capítulo 8

TABELA 8 - 1: CAPACIDADE INSTALADA DE UNIDADES PRODUTORAS DE ETANOL DE MILHO	228
TABELA 8 - 2: INVESTIMENTO MÉDIO PARA CONSTRUÇÃO DE NOVAS UNIDADES E EXPANSÃO DAS EXISTENTES ...	230
TABELA 8 - 3: CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DE BIODIESEL E CONSUMO OBRIGATÓRIO EM 2020 E 2031 ...	242

Capítulo 9

TABELA 9 - 1: BRASIL: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	253
TABELA 9 - 2: ECONOMIA DE ELETRICIDADE PARA OS SETORES RESIDENCIAL E SETOR DE SERVIÇOS	264
TABELA 9 - 3: GANHOS ADICIONAIS DE ELETRICIDADE EM EDIFICAÇÕES	264
TABELA 9 - 4: REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA GERAÇÃO INJETADA NA REDE POR MMGD - LEI N. 14.300 DE 2022	269
TABELA 9 - 5: RESUMO DOS RESULTADOS DE PROJEÇÃO PARA A MMGD	270
TABELA 9 - 6: RESUMO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO PARA A TEQ DA MINI GD REMOTA	274
TABELA 9 - 7: POSSIBILIDADES DE USO DE BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR (EM AZUL) E MODELOS SIMULADOS PELA EPE	275
TABELA 9 - 8: PREMISSAS DA SIMULAÇÃO DE BATERIAS	276
TABELA 9 - 9: COMPONENTES TARIFÁRIAS COMPENSADAS EM CADA ALTERNATIVA E VALOR CORRESPONDENTE, EM RELAÇÃO À TARIFA CHEIA (TARIFA B1)	276
TABELA 9 - 10: PREMISSAS DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DIESEL	281

Capítulo 10

TABELA 10 - 1: ESTUDOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E A VARIÁVEL AMBIENTAL	291
TABELA 10 - 2: SÍNTESE DOS TEMAS SOCIOAMBIENTAIS DO PDE 2031	296
TABELA 10 - 3: MATRIZ SÍNTESE DA ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA DO PDE 2031	299
TABELA 10 - 4: COMPROMISSOS ASSUMIDOS PELO BRASIL NA COP26	309
TABELA 10 - 5: EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE GEE NA PRODUÇÃO, TRANSFORMAÇÃO E NO USO DE ENERGIA	311

Capítulo 11

TABELA 11 - 1: INDICADORES: ECONOMIA E ENERGIA	323
TABELA 11 - 2: EVOLUÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA NO HORIZONTE DECENAL	324
TABELA 11 - 3: GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE	326
TABELA 11 - 4: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL NO BRASIL	327
TABELA 11 - 5: EVOLUÇÃO DA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA	328
TABELA 11 - 6: EVOLUÇÃO DA OFERTA DE PETRÓLEO E DERIVADOS	328
TABELA 11 - 7: BALANÇO DE GÁS NATURAL SECO	329
TABELA 11 - 8: SÍNTESE DA EXPANSÃO PREVISTA NO PDE 2031	330
TABELA 11 - 9: ELENCO DOS PROJETOS HIDRELÉTRICOS DISPONIBILIZADOS AO PDE 2031 NO HORIZONTE DECENAL	331

TABELA 11 - 10: SÍNTESE DOS RESULTADOS	332
TABELA 11 - 11: SÍNTESE DAS ESTIMATIVAS DE INVESTIMENTOS	334
TABELA 11 - 12: PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2031	335

Capítulo 12

TABELA 12 - 1: PRINCIPAIS ATORES ATUANTES OU COM POTENCIAL DE ATUAÇÃO FUTURA MAPEADOS NO BRASIL	346
TABELA 12 - 2: OUTRAS APLICAÇÕES INDUSTRIAIS DO HIDROGÊNIO	348
TABELA 12 - 3: CLASSIFICAÇÃO DO HIDROGÊNIO EM ESCALA DE CORES	350
TABELA 12 - 4: EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO NO CICLO DE VIDA DO HIDROGÊNIO POR ROTA TECNOLÓGICA	351
TABELA 12 - 5: PANORAMA DE RESULTADOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR CASO SIMULADO	353
TABELA 12 - 6: ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DO SALDO DE RECURSOS ENERGÉTICOS ATÉ 2050	361
TABELA 12 - 7: DETALHAMENTO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DOS RECURSOS RENOVÁVEIS OFFSHORE	361
TABELA 12 - 8: PROJETOS DE H₂ NO BRASIL	366

Lista de Gráficos

Capítulo 1

GRÁFICO 1 - 1: EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO BRASILEIRA	23
GRÁFICO 1 - 2: EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO BRASILEIRA POR REGIÕES GEOGRÁFICAS	23
GRÁFICO 1 - 3: EVOLUÇÃO DO PIB E DO COMÉRCIO MUNDIAL	24
GRÁFICO 1 - 4: EVOLUÇÃO DA TAXA DE INVESTIMENTO (% DO PIB)	25
GRÁFICO 1 - 5: EVOLUÇÃO DA PRODUTIVIDADE TOTAL DOS FATORES (PTF)	26
GRÁFICO 1 - 6: EVOLUÇÃO DOS INDICADORES DO SETOR PÚBLICO	26
GRÁFICO 1 - 7: EVOLUÇÃO DO PIB E DO PIB PER CAPITA (% A.A.)	26
GRÁFICO 1 - 8: EVOLUÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS MACROSSETORIAIS	28
GRÁFICO 1 - 9: EVOLUÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS INDUSTRIAIS	28
GRÁFICO 1 - 10: EVOLUÇÃO DO PIB BRASILEIRO NOS CENÁRIOS DO PDE 2031 E DA ESTRATÉGIA FEDERAL	32
GRÁFICO 1 - 11: CENÁRIOS DE PIB A PARTIR DA VARIÂNCIA DA PREVISÃO DOS MODELOS USADOS – MINISTÉRIO DA ECONOMIA	32

Capítulo 2

GRÁFICO 2 - 1: CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR	36
GRÁFICO 2 - 2: SETOR INDUSTRIAL: DECOMPOSIÇÃO DA VARIAÇÃO DO CONSUMO FINAL*	37
GRÁFICO 2 - 3: SETOR INDUSTRIAL: DECOMPOSIÇÃO DA VARIAÇÃO DO CONSUMO FINAL*	38
GRÁFICO 2 - 4: CAMINHO ENERGÉTICO INDUSTRIAL	38
GRÁFICO 2 - 5: PARTICIPAÇÃO DOS MODOS NA ATIVIDADE (T.KM) E DEMANDA ENERGÉTICA (TEP) DO TRANSPORTE DE CARGAS	40
GRÁFICO 2 - 6: PARTICIPAÇÃO DOS MODOS NA ATIVIDADE (P.KM) E DEMANDA ENERGÉTICA (TEP) DO TRANSPORTE DE PASSAGEIROS	41
GRÁFICO 2 - 7: CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES POR FONTE DE ENERGIA (MIL TEP)	41
GRÁFICO 2 - 8: CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE EDIFICAÇÕES	42
GRÁFICO 2 - 9: CONSUMO FINAL DE ENERGIA NAS RESIDÊNCIAS POR FONTE	43
GRÁFICO 2 - 10: CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR EQUIPAMENTO RESIDENCIAL (TWH)	44
GRÁFICO 2 - 11: CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR USOS FINAIS (%)	45
GRÁFICO 2 - 12: CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE SERVIÇOS	47
GRÁFICO 2 - 13: DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE SERVIÇOS EM 2031	47
GRÁFICO 2 - 14: CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE	48
GRÁFICO 2 - 15: CONSUMO FINAL DE ETANOL POR TIPO	49
GRÁFICO 2 - 16: CONSUMO FINAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS POR FONTE	49
GRÁFICO 2 - 17: DERIVADOS DE PETRÓLEO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE	50
GRÁFICO 2 - 18: ELASTICIDADE-RENDA DA DEMANDA DE ELETRICIDADE: HISTÓRICO X PROJEÇÃO	51
GRÁFICO 2 - 19: PDE 2031 X PDE 2030: COMPARAÇÃO ENTRE PREVISÕES DE CARGA DE ENERGIA NO SIN	53
GRÁFICO 2 - 20: PDE 2031. CARGA DE ENERGIA: CENÁRIO REFERÊNCIA X CENÁRIOS ALTERNATIVOS	54
GRÁFICO 2 - 21: CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA REDE, POR CLASSE: CENÁRIO DE REFERÊNCIA X CENÁRIOS ALTERNATIVOS (% A.A.)	54
GRÁFICO 2 - 22: PDE 2031. CENÁRIO REFERÊNCIA. CURVAS DE CARGA HORÁRIA NOS DIAS DE PONTA POR MÊS	55

Capítulo 3

GRÁFICO 3 - 1: MENOR GERAÇÃO HIDRÁULICA VERIFICADA 2020 A 2021 – SIN	66
GRÁFICO 3 - 2: OFERTA TERMELÉTRICA RETIRADA DO CASO BASE DO PDE 2031	70
GRÁFICO 3 - 3: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA EXISTENTE E CONTRATADA DO SIN	70
GRÁFICO 3 - 4: PROJEÇÕES DE DEMANDA DO MERCADO DE REFERÊNCIA	71
GRÁFICO 3 - 5: EXPANSÃO EM CAPACIDADE E EM ENERGIA DA MMGD	71
GRÁFICO 3 - 6: CARGA DE ENERGIA E GD: PDE 2031 E PDE2030	72
GRÁFICO 3 - 7: BALANÇO DE GARANTIA FÍSICA DO SIN SOB A ÓTICA CONTRATUAL	73
GRÁFICO 3 - 8: GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO SIN COM E SEM ALTERAÇÕES NAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS	74
GRÁFICO 3 - 9: ARMAZENAMENTO MÉDIO DO SIN COM E SEM ALTERAÇÕES NAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS	74
GRÁFICO 3 - 10: DISTRIBUIÇÃO DO ARMAZENAMENTO DO SIN COM E SEM ALTERAÇÕES NAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS	75
GRÁFICO 3 - 11: GERAÇÃO HIDRELÉTRICA COM E SEM ALTERAÇÕES NAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS – CARGA LEVE – NORDESTE – NOVEMBRO/25	75
GRÁFICO 3 - 12: DISPONIBILIDADE MÁXIMA DE POTÊNCIA – USINAS HIDRELÉTRICAS – SIN – OUTUBRO/2021(A) E NOVEMBRO/2021 (B)	76
GRÁFICO 3 - 13: DISPONIBILIDADE MÁXIMA DE POTÊNCIA – USINAS HIDRELÉTRICAS – SIN – NOVEMBRO/2026	76
GRÁFICO 3 - 14: CMO DO SE/CO - MÉDIA DE 2000 CENÁRIOS DE VAZÕES AFLUENTES	77
GRÁFICO 3 - 15: AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA: (A) CVAR 10% CMO; (B) CVAR ENS	80
GRÁFICO 3 - 16: AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA: CVAR 5% PNS [% DA DEMANDA INSTANTÂNEA] E LOLP	80
GRÁFICO 3 - 17: REQUISITO DE ENERGIA CALCULADO PARA MÉTRICAS $CVAR10\%(CMO) \leq 800[R\\$/MWh]$ E $CVAR1\%(ENS) \leq 5$ [% DA DEMANDA]	81
GRÁFICO 3 - 18: DIFERENÇA ENTRE O REQUISITO DE ENERGIA CALCULADO COM E SEM ALTERAÇÃO DAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS OFICIAIS	82
GRÁFICO 3 - 19: REQUISITOS DE POTÊNCIA CALCULADOS PARA MÉTRICAS $CVAR5\%(PNS) \leq 5$ [%DEM] E $LOLP \leq 5\%$	83
GRÁFICO 3 - 20: DIFERENÇA EM MW ENTRE CASOS PARA MÉTRICAS $CVAR5\%(PNS) \leq 5$ [%DEM] E $LOLP \leq 5\%$	83
GRÁFICO 3 - 21: COMPARAÇÃO ENTRE A OFERTA TERMELÉTRICA SEM CONTRATO COM O SISTEMA E O REQUISITO DE CAPACIDADE DO PDE 2031	84
GRÁFICO 3 - 22: SAZONALIDADE DAS USINAS EÓLICAS NO NORDESTE NOS MESES DO ANO	85
GRÁFICO 3 - 23: ACOPLAMENTO ENTRE MDI E NEWAVE ATRAVÉS DA GERAÇÃO HIDRÁULICA MÉDIA MENSAL	98
GRÁFICO 3 - 24: EXPANSÃO INDICATIVA DA RODADA LIVRE	99
GRÁFICO 3 - 25: FLUXOS NOS INTERCÂMBIOS DE RECEBIMENTO E FORNECIMENTO DO SUBSISTEMA SUL: 2025	101
GRÁFICO 3 - 26: FLUXOS NOS INTERCÂMBIOS DE RECEBIMENTO E FORNECIMENTO DO SUBSISTEMA SUL: 2031	102
GRÁFICO 3 - 27: CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA	102
GRÁFICO 3 - 28: CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA – CVAR CMO	103
GRÁFICO 3 - 29: POTÊNCIA DISPONÍVEL POR CVU PARA A CONFIGURAÇÃO DE 2021 E 2031 – RODADA LIVRE	103
GRÁFICO 3 - 30: EXPANSÃO INDICATIVA ACUMULADA PARA O CENÁRIO DE REFERÊNCIA	105
GRÁFICO 3 - 31: CONTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA DA EXPANSÃO DE REFERÊNCIA DO PDE 2031	106
GRÁFICO 3 - 32: CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA DO PDE 2031 EM 2021 E 2031	106
GRÁFICO 3 - 33: GERAÇÃO TOTAL TÉRMICA DO SIN: 2026 A 2031	108
GRÁFICO 3 - 34: CMO MÉDIO MENSAL PARA SE/CO	109
GRÁFICO 3 - 35: ENERGIA ARMAZENADA FINAL MENSAL DO SIN: 2026 A 2031	109

GRÁFICO 3 - 36: POTÊNCIA DISPONÍVEL – USINAS HIDRELÉTRICAS – SIN – MARÇO/2026	110
GRÁFICO 3 - 37: POTÊNCIA DISPONÍVEL – USINAS HIDRELÉTRICAS – SIN – NOVEMBRO/2026	110
GRÁFICO 3 - 38: POTÊNCIA DISPONÍVEL – USINAS HIDRELÉTRICAS – SIN – NOVEMBRO/2031	110
GRÁFICO 3 - 39: ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA	110
GRÁFICO 3 - 40: ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA	111

Capítulo 4

GRÁFICO 4 - 1: PARCELAS DA TUST-GERAÇÃO	126
GRÁFICO 4 - 2: TUST-GERAÇÃO MÉDIA POR UNIDADE DA FEDERAÇÃO, CICLO 2028-2029	127
GRÁFICO 4 - 3: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MÉDIA DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO TOTAL DA REGIÃO NORDESTE	130
GRÁFICO 4 - 4: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MÉDIA DE EXPORTAÇÃO TOTAL DO NORTE/NORDESTE	130
GRÁFICO 4 - 5: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MÉDIA DE IMPORTAÇÃO DO SUL PELO SUDESTE E IMPORTAÇÃO DO SUDESTE PELO SUL	130
GRÁFICO 4 - 6: CENÁRIOS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	134
GRÁFICO 4 - 7: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: VISÃO GERAL	135
GRÁFICO 4 - 8: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: LTS COM OUTORGA E SEM OUTORGA	135
GRÁFICO 4 - 9: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: LTS POR SUBMERCADO	136
GRÁFICO 4 - 10: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: LTS POR NÍVEL DE TENSÃO	136
GRÁFICO 4 - 11: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: EXPANSÃO FÍSICA DE LTS	137
GRÁFICO 4 - 12: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: SES POR SUBMERCADO	137
GRÁFICO 4 - 13: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: SES POR NÍVEL DE TENSÃO	138
GRÁFICO 4 - 14: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: EXPANSÃO FÍSICA DE SES	138
GRÁFICO 4 - 15: INVESTIMENTOS POTENCIAIS EM ATIVOS EM FINAL DE VIDA ÚTIL REGULATÓRIA	140
GRÁFICO 4 - 16: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST-GERAÇÃO NO ANO 2025	142
GRÁFICO 4 - 17: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST-GERAÇÃO NO ANO 2031	142
GRÁFICO 4 - 18: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST- GERAÇÃO MÉDIA NOS ANOS 2025 E 2031	143
GRÁFICO 4 - 19: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST-CARGA NO ANO 2025	143
GRÁFICO 4 - 20: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST-CARGA NO ANO 2031	144
GRÁFICO 4 - 21: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA: TUST- CARGA MÉDIA NOS ANOS 2025 E 2031	144

Capítulo 5

GRÁFICO 5 - 1: PREVISÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE PETRÓLEO NACIONAL	151
GRÁFICO 5 - 2: PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL PARA O PRÉ-SAL, PÓS-SAL E EXTRA PRÉ-SAL	153
GRÁFICO 5 - 3: PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DIÁRIA DE GÁS NATURAL NACIONAL	154
GRÁFICO 5 - 4: PREVISÃO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NACIONAL	154
GRÁFICO 5 - 5: PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DE GÁS NATURAL NACIONAL PARA O PRÉ-SAL, PÓS-SAL E EXTRA PRÉ-SAL	155
GRÁFICO 5 - 6: PREVISÃO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NACIONAL PARA O PRÉ-SAL, PÓS-SAL E EXTRA PRÉ-SAL	156
GRÁFICO 5 - 7: PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS BACIAS NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO <i>ONSHORE</i> DE PETRÓLEO ..	157
GRÁFICO 5 - 8: PREVISÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE PETRÓLEO NACIONAL NO AMBIENTE <i>ONSHORE</i>	157
GRÁFICO 5 - 9: PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS BACIAS NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO <i>ONSHORE</i> DE GÁS NATURAL BRUTA	158
GRÁFICO 5 - 10: PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS BACIAS NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO <i>ONSHORE</i> DE GÁS NATURAL LÍQUIDA	158
GRÁFICO 5 - 11: PREVISÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE GÁS NATURAL BRUTA NACIONAL NO AMBIENTE <i>ONSHORE</i>	159

GRÁFICO 5 - 12: PREVISÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE GÁS NATURAL LÍQUIDA NACIONAL NO AMBIENTE <i>ONSHORE</i>	159
GRÁFICO 5 - 13: PREVISÃO DE PRODUÇÃO <i>ONSHORE</i> 2021-2031 CONSIDERANDO AUMENTO DO FR	163
GRÁFICO 5 - 14: PREVISÃO DE PRODUÇÃO <i>OFFSHORE</i> 2021-2031 CONSIDERANDO AUMENTO DO FR	164
GRÁFICO 5 - 15: PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA RESERVA PROVADA DE PETRÓLEO E DA RELAÇÃO R/P	167
GRÁFICO 5 - 16: PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA RESERVA PROVADA DE GÁS NATURAL E DA RELAÇÃO R/P	167
GRÁFICO 5 - 17: PREVISÃO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UEPS	169

Capítulo 6

GRÁFICO 6 - 1: PREÇO <i>SPOT</i> DO PETRÓLEO BRENT	174
GRÁFICO 6 - 2: PREÇOS INTERNACIONAIS DOS PRINCIPAIS DERIVADOS DE PETRÓLEO	175
GRÁFICO 6 - 3: CESTA DE PETRÓLEOS PROCESSADOS NAS REFINARIAS POR TIPO (%)	182
GRÁFICO 6 - 4: PERFIL DE PRODUÇÃO DAS REFINARIAS NACIONAIS (%)	184
GRÁFICO 6 - 5: PRODUÇÃO NACIONAL DE GLP POR TIPO DE UNIDADE PRODUTORA	184
GRÁFICO 6 - 6: BALANÇO NACIONAL DE GLP	185
GRÁFICO 6 - 7: BALANÇO NACIONAL DE GASOLINA A	185
GRÁFICO 6 - 8: BALANÇO NACIONAL DE NAFTA	186
GRÁFICO 6 - 9: BALANÇO NACIONAL DE QAV	186
GRÁFICO 6 - 10: BALANÇO NACIONAL DE ÓLEO DIESEL A	187
GRÁFICO 6 - 11: BALANÇO NACIONAL DE ÓLEO COMBUSTÍVEL	187
GRÁFICO 6 - 12: BALANÇO NACIONAL DE OUTROS SECUNDÁRIOS DE PETRÓLEO	188
GRÁFICO 6 - 13: BALANÇO NACIONAL DOS PRINCIPAIS DERIVADOS DE PETRÓLEO	188
GRÁFICO 6 - 14: SALDO LÍQUIDO DOS PRINCIPAIS DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL	189

Capítulo 7

GRÁFICO 7 - 1: PROJEÇÕES DE PREÇOS MÉDIOS AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL COM PORTE DE CONSUMO DE 20 MIL M³/DIA, INCLUINDO TRANSPORTE, MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO, ICMS E PIS/COFINS	203
GRÁFICO 7 - 2: DEMANDA (MALHA INTEGRADA)	206
GRÁFICO 7 - 3: PRODUÇÃO LÍQUIDA E OFERTA POTENCIAL NACIONAIS DE GÁS NATURAL	207
GRÁFICO 7 - 4: OFERTA POTENCIAL (MALHA INTEGRADA)	209
GRÁFICO 7 - 5: PRODUÇÃO LÍQUIDA DO PRÉ-SAL E CAPACIDADES DE ESCOAMENTO DAS ROTAS 1, 2 E 3	211
GRÁFICO 7 - 6: BALANÇO DE GÁS NATURAL DA MALHA INTEGRADA DO BRASIL	212
GRÁFICO 7 - 7: OFERTA E DEMANDA TOTAIS DO BRASIL NO NOVO MERCADO DE GÁS	213

Capítulo 8

GRÁFICO 8 - 1: FLUXO DE UNIDADES PRODUTORAS DE CANA-DE-AÇÚCAR E VARIAÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA	225
GRÁFICO 8 - 2: PRODUTIVIDADE, CANA COLHIDA E DESTINAÇÃO PARA ETANOL E AÇÚCAR	226
GRÁFICO 8 - 3: PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE AÇÚCAR	227
GRÁFICO 8 - 4: PROJEÇÃO DA OFERTA TOTAL DE ETANOL	229
GRÁFICO 8 - 5: PROJEÇÃO DA DEMANDA TOTAL DE ETANOL	233
GRÁFICO 8 - 6: ENERGIA CONTRATADA E EXTRA CERTAME DAS USINAS VENCEDORAS NOS LEILÕES DE ENERGIA	237
GRÁFICO 8 - 7: POTENCIAL DE EXPORTAÇÃO DE ELETRICIDADE GERADA POR BAGAÇO	238
GRÁFICO 8 - 8: PREÇOS INTERNACIONAIS DO BIODIESEL, DIESEL E ÓLEOS DE SOJA E DE PALMA	241
GRÁFICO 8 - 9: DEMANDA DE BIODIESEL	242

Capítulo 9

GRÁFICO 9 - 1: CONTRIBUIÇÃO DOS RED.....	254
GRÁFICO 9 - 2: CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO ANO 2031¹ (% DO GANHO TOTAL)	255
GRÁFICO 9 - 3: CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA NO ANO 2031 (% DO GANHO TOTAL)	256
GRÁFICO 9 - 4: CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA TOTAL (% EM CADA SETOR).....	256
GRÁFICO 9 - 5: CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA (% EM CADA SETOR)	256
GRÁFICO 9 - 6: SETOR INDUSTRIAL: CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA (TEP/10³ T)	257
GRÁFICO 9 - 7: ODEX INDUSTRIAL: INDICADOR DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	258
GRÁFICO 9 - 8: CONSUMO MÉDIO RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR EQUIPAMENTO (KWH/ANO/EQUIPAMENTO).....	260
GRÁFICO 9 - 9: CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS RESIDÊNCIAS (TWH)	261
GRÁFICO 9 - 10: CONSUMO DE GLP E GN NAS RESIDÊNCIAS (MIL TEP).....	262
GRÁFICO 9 - 11: SETOR DE SERVIÇOS: CONSUMO DE ENERGIA E GANHOS DE EFICIÊNCIA	263
GRÁFICO 9 - 12: SETOR DE SERVIÇOS: CONSUMO DE ELETRICIDADE E EFICIÊNCIA ELÉTRICA	263
GRÁFICO 9 - 13: CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES COM E SEM GANHOS DE EFICIÊNCIA INDIVIDUAIS.....	265
GRÁFICO 9 - 14: CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES COM E SEM GANHOS DE EFICIÊNCIA SISTÊMICOS	266
GRÁFICO 9 - 15: SETOR AGROPECUÁRIO: GANHOS DE EFICIÊNCIA POR FONTE EM 2031 (MIL TEP).....	266
GRÁFICO 9 - 16: SETOR AGROPECUÁRIO: CONSUMO DE ENERGIA TOTAL E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	267
GRÁFICO 9 - 17: CAPACIDADE INSTALADA POR CENÁRIOS	271
GRÁFICO 9 - 18: DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO CENÁRIO REFERÊNCIA POR FONTE EM 2031 ..	271
GRÁFICO 9 - 19: DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO CENÁRIO REFERÊNCIA POR SEGMENTO EM 2031	272
GRÁFICO 9 - 20: HISTÓRICO E PROJEÇÃO DA TIR PARA DIFERENTES TIPOLOGIAS DE MMGD FV NO CENÁRIO REFERÊNCIA	273
GRÁFICO 9 - 21: TIR PARA PROJETOS DE MINI GD REMOTA	274
GRÁFICO 9 - 22: VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS PARA O AUMENTO DO AUTOCONSUMO DA MICRO GD PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E CLIENTES	277
GRÁFICO 9 - 23: DISTRIBUIÇÃO DO VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS COM TARIFA BRANCA PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E CLIENTES.....	278
GRÁFICO 9 - 24: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA (DEC) MÉDIA POR DISTRIBUIDORA	279
GRÁFICO 9 - 25: VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS PARA GESTÃO DO CONSUMO COM TARIFA BRANCA DE ACORDO COM O PREÇO FINAL DA BATERIA E CUSTO DO DÉFICIT DOS CONSUMIDORES. ANÁLISE PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS	279
GRÁFICO 9 - 26: DISTRIBUIÇÃO DO VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS COM TARIFA HOROSSAZONAL A4 VERDE PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E FATORES DE CARGA NA PONTA.....	281
GRÁFICO 9 - 27: DIFERENÇA ENTRE O VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS E O VPL DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DIESEL PARA USO NO HORÁRIO DE PONTA A4 VERDE.....	282
GRÁFICO 9 - 28: DIFERENÇA ENTRE O VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS E O VPL DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DIESEL PARA USO NO HORÁRIO DE PONTA A4 VERDE CONSIDERANDO CRÉDITOS DE CARBONO	283
GRÁFICO 9 - 29: DIFERENÇA ENTRE O VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS (VIDA ÚTIL DE 20 ANOS) E O VPL DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DIESEL PARA USO NO HORÁRIO DE PONTA A4 VERDE.....	284
GRÁFICO 9 - 30: AUTOPRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE GRANDE PORTE NÃO INJETADA NA REDE (TWH)	286
GRÁFICO 9 - 31: NÚMERO DE DOMICÍLIOS COM SAS (MIL UNIDADES)	287
GRÁFICO 9 - 32: CONSUMO EVITADO DE ELETRICIDADE RESIDENCIAL PARA AQUECIMENTO DE ÁGUA UTILIZANDO OUTRAS FONTES ENERGÉTICAS (GWh).....	288

Capítulo 10

GRÁFICO 10 - 1: EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO SETORIAL NAS EMISSÕES DE GEE PELA PRODUÇÃO E USO DE ENERGIA (MTCO_{2EQ})	312
GRÁFICO 10 - 2: EMISSÕES DE GEE POR COMBUSTÍVEL (MTCO_{2EQ})	313
GRÁFICO 10 - 3: EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DE CARBONO	315

Capítulo 11

GRÁFICO 11 - 1: OFERTA INTERNA DE ENERGIA PER CAPITA	324
GRÁFICO 11 - 2: MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA: ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO-RENOVÁVEL	325
GRÁFICO 11 - 3: EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR FONTE	325
GRÁFICO 11 - 4: EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL POR FONTE	326
GRÁFICO 11 - 5: CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA: RENOVÁVEL VERSUS NÃO-RENOVÁVEL	327

Referências Bibliográficas

Capítulo 1

- DOE [The US Department of Energy]. **Energy Efficiency vs. Energy Intensity – Analysis**. Disponível em <https://bit.ly/3EkCGFi>. Acesso em: nov/21.
- FGV [Fundação Getúlio Vargas]. **Indicadores anuais de produtividade**. Observatório da Produtividade Regis Bonelli, 2020. Disponível em <https://bit.ly/3r16Bv2>. Acesso em: mai/2021.
- FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Managing Divergent Recoveries**. Washington, DC: abril, 2021. Disponível em <https://bit.ly/3yqggcg>. Acesso em mai/2021.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 2º trimestre de 2021**. Acesso em set/2021
- _____. **Projeção da população: Brasil e unidades da federação: revisão 2018**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018. Acesso em mai/2021.
- MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio: Brasil 2020/21 a 2030/31**. Brasília: MAPA, 2021. Acesso em set/2021.
- ME [Ministério da Economia]. **Boletim MacroFiscal da SPE – set. 2021**. Brasília:ME, 2020. Disponível em <https://bit.ly/3o8T32p>. Acesso em set/2021.

Capítulo 2

- 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/publicacoes/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, 2020. **Balanco Energético Nacional** (ano-base 2019). Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>
- EPE, 2021. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Demanda de Eletricidade**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-e-mme-lancam-o-caderno-de-demanda-de-eletricidade-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031-pde-2031>
- Gellings, C. W., 2012. **The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. 1 ed. Florida, CRC Press.
- Muller, G., Falcão, D. **A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term** GILS, Hans Christian. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy, Volume 67, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001534> Acesso em: 9 agosto 2019.
- IBGE. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019** – Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/17270-pnad-continua.html?edicao=27258&t=resultados>
- Kamakura, W. A. e Mazzon, J. A. **Estratificação Socioeconômica e Consumo no Brasil**. Editora Blucher, 2013.
- PROCEL/Eletrabras. **Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019**. Disponível em: <https://eletrabras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>

Capítulo 4

- CCPE - Volume II - Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, de novembro de 2002.
- EPE-DEE-RE-3/2006-rev1 - Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul Regiões Central e Oeste, de setembro de 2006.
- EPE-DEE-RE-133/2006-rev0 - Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul-Regiões Guaíba-Camaquã e Sul Integração das UTEs à Carvão, de outubro de 2006.

- EPE-DEE-RE-29/2009-rev0 - Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul Região Metropolitana de Porto Alegre, de junho de 2009.
- EPE-DEE-RE-33/2009-rev1 - Estudos para o Atendimento à Região Metropolitana de Teresina, Incluindo as Cargas de Piripiri, Caxias e Timón, de junho de 2010.
- EPE-DEE-RE-70/2010-rev1 - Estudo de Suprimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Região Sul, de outubro de 2010.
- EPE-DEE-RE-2/2011-rev0 - Estudo da Região de Piracicaba, de janeiro de 2011.
- EPE-DEE-RE-47/2011-rev2 - Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus, de maio de 2011.
- EPE-DEE-RE-78/2009-rev2 - Estudos de Suprimento a Região Metropolitana de Maceió, de agosto de 2011.
- EPE-DEE-RE-69/2011-rev0 - Estudo de Suprimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Região Oeste, de outubro de 2011.
- EPE-DEE-RE-53/2012-rev0 - Estudo de Suprimento a Região Nordeste do Maranhão e Noroeste do Piauí 2015-2028, de junho de 2012.
- EPE-DEE-RE-58/2012-rev0 - Estudo de Longo Prazo da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), de setembro de 2012.
- EPE-DEE-RE-112/2011-rev1 - Estudo de Suprimento a Região Sul do Piauí 2015 - 2028, de outubro de 2012.
- EPE-DEE-RE-124/2012-rev1 - Reavaliação do estudo de atendimento à região nordeste da CPFL Paulista, de dezembro de 2012.
- EPE-DEE-RE-58/2011-rev3 - Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, de janeiro de 2013.
- EPE-DEE-RE-41/2012-rev1 - Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu 2015-2029, de janeiro de 2013.
- EPE-DEE-RE-45/2013-rev0 - Estudo Para a Avaliação das Interligações em Tensão de Distribuição entre os Estados de São Paulo e Paraná – Região Norte Pioneiro, de junho de 2013.
- EPE-DEE-RE-77/2013-rev0 - Estudo de atendimento às regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, de agosto de 2013.
- EPE-DEE-RE-19/2013-rev1 - Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão, de setembro de 2013.
- EPE-DEE-RE-63/2012-rev3 - Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II, de novembro de 2013.
- EPE-DEE-RE-136/2013-rev0 - Estudo de Atendimento ao Agreste de Pernambuco, de dezembro de 2013.
- EPE-DEE-RE-15/2014-rev0 - Reforços para suprimento à SE Bandeirantes 345 kV, de janeiro de 2014.
- EPE-DEE-RE-137/2013-rev0 - Estudo de Atendimento aos Estados de Sergipe e Alagoas, de janeiro de 2014.
- EPE-DEE-DEA-1/2014-rev0 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia, de janeiro de 2014.
- EPE-DEE-RE-114/2012-rev2 - Estudo de Atendimento Elétrico a Região Sudeste do Pará, de fevereiro de 2014.
- EPE-DEE-DEA-5/2013-rev1 - Reavaliação do Estudo de Suprimento às Cargas das Margens Direita e Esquerda do Rio Amazonas e Tramo Oeste, de março de 2014.
- EPE-DEE-DEA-3/2013-rev2 - Estudo de Suprimento à Palmas, de março de 2014.
- EPE-DEE-DEA-RE-6/2014-rev3 - Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Sul, de setembro de 2014.
- EPE-DEE-RE-61/2014-rev1 - Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia, de setembro de 2014.
- EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 - Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará, de novembro de 2014.
- EPE-DEE-RE-8/2014-rev2 - Estudo de Atendimento a Região Sul da Bahia, de janeiro de 2015.
- EPE-DEE-RE-148/2014-rev2 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste, de janeiro de 2015.
- EPE-DEE-RE-32/2015-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Regiões Norte e Noroeste, de fevereiro de 2015.

EPE-DEE-RE-22/2015-rev0 - Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de São Luís, de fevereiro de 2015.

EPE-DEE-NT-85/2015-rev2015 - Diagnóstico da Transformação 345/88 kV da SE Norte, de abril de 2015.

EPE-DEE-RE-105/2015-rev0 - Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, de agosto de 2015.

EPE-DEE-RE-139/2015-rev0 - Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia, de dezembro de 2015.

CIGRE - Guidelines For Life Extension of Existing HvdC Systems, WG B4.54, february 2016.

EPE-DEE-RE-20/2016-rev0 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões N/NE, de março de 2016.

EPE-DEE-RE-69/2015-rev1 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul, de abril de 2016.

EPE-DEE-RE-86/2014-rev2 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região de Florianópolis, de abril de 2016.

EPE-DEE-RE-6/2016-rev0 - Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste, de junho de 2016.

EPE-DEE-RE-67/2016-rev0 - Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba, de julho de 2016.

EPE-DEE-RE-081/2016-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Governador Valadares, de setembro de 2016.

EPE-DEE-PT-103/2016-rev0 - Estudo de Conexão das PCHs do Rio Corumbá, de dezembro de 2016.

EPE-DEE-RE-099/2016-rev1 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa, de dezembro de 2016.

FURNAS, Revitalização das Estações Conversoras de Corrente Contínua, 2017.

EPE-DEE-RE-006/2017-rev0 - Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás, de fevereiro de 2017.

EPE-DEE-RE-7/2017-rev1 - Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho, de março de 2017.

EPE-DEE-RE-014/2017-rev0 - Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro, de maio de 2017.

EPE-DEE-RE-133/2015-rev2 - Estudo de Atendimento ao Estado do Paraná: Região Centro-sul, de maio de 2017.

EPE-DEE-RE-021/2015-rev0 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará, de junho de 2017.

EPE-DEE-RE-050/2017-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Capão Bonito, de agosto de 2017.

EPE-DEE-RE-49/2017-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região Oeste, de agosto de 2017.

EPE-DEE-RE-043/2017-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Inhumas, de agosto de 2017.

EPE-DEE-RE-147/2014-rev4 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste, de setembro de 2017.

EPE-DEE-RE-056/2017-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Serrana, de setembro de 2017.

EPE-DEE-DEA-RE-9/2013-rev1 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Regiões Sul e Extremo Sul, de setembro de 2017.

EPE-DEE-NT-094/2017-rev0 - Atendimento a Itabira - Minas Gerais, de dezembro de 2017.

EPE-DEE-RE-132/2015-rev2 - Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina: Regiões Norte e Vale do Itajaí, de janeiro de 2018.

EPE-DEE-RE-006/2018-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo), de fevereiro de 2018.

EPE-DEE-RE-005/2018-rev0 - Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso, de fevereiro de 2018.

EPE-DEE-RE-8/2016-rev3 - Estudo de Atendimento à Região de Campos, de março de 2018.

EPE-DEE-RE-031/2018-rev0 - Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres, de julho de 2018.

EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 - Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás, de julho de 2018.

- EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 - Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, de julho de 2018.
- EPE-DEE-DEA-RE-001/2018-rev0 - Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica, de agosto de 2018.
- EPE-DEE-RE-071/2018-rev0 - Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia, de setembro de 2018.
- EPE-DEE-RE-88/2018-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo), de outubro de 2018.
- EPE-DEE-RE-74/2018-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia, de outubro de 2018.
- EPE-DEE-RE-087/2018-rev0 - Avaliação de solução alternativa à LT 440 kV Fernão Dias – Cabreúva, de outubro de 2018.
- EPE-DEE-RE-039/2019-rev1 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 2 (Obras Estruturantes), de maio de 2019.
- EPE-DEE-RE-068/2018-rev2 - Avaliação do Atendimento às Cargas da Subestação Pirajá, de junho de 2019.
- EPE-DEE-RE-47/2019-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de São Paulo – Sub-regiões Norte, Leste e Sul, de agosto de 2019.
- EPE-DEE-RE-55/2019-rev0 - Estudo de Expansão da Subestação Bongí, de agosto de 2019.
- EPE-DEE-RE-053/2019-rev1 - Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste, de setembro de 2019.
- EPE-DEE-RE-074/2019-rev1 - Reavaliação do atendimento a Rio Branco, de outubro de 2019.
- EPE-DEE-RE-073/2019-rev0 - Atendimento a Niterói Magé e São Gonçalo, de outubro de 2019.
- EPE-DEE-RE-075/2019-rev1 - Reavaliação do Atendimento a Cuiabá, de outubro de 2019.
- EPE-DEE-RE-090/2018-rev02 - Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza - Horizonte 2033, de outubro de 2019.
- EPE-DEE-NT-099/2019 / ONS-NT-0118/2019 – Modernização do Sistema CCAT de Itaipu: Considerações Quanto a Aspectos Eletroenergéticos e Técnicos, de dezembro de 2019.
- EPE-DEE-RE-2/2020-rev0 - Reforços para a Região Industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos, de janeiro de 2020.
- EPE-DEE-NT-024/2020-rev0 - Atendimento a Ipatinga – Minas Gerais, de março de 2020.
- EPE-DEE-RE-034/2020-rev1 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 2 (Obras Estruturantes), de junho de 2020.
- EPE-DEE-NT-053/2020-rev0 - Atendimento ao Regional Leste da Área de Concessão da Energisa Sul-Sudeste, de junho de 2020.
- EPE-DEE-NT-036/2020 / ONS DPL-REL-0160/2020 – Concessão da Conversora de Frequência de Uruguaiana, de junho de 2020.
- EPE-DEE-RE-026/2020-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Barreiras, de setembro de 2020.
- EPE-DEE-RE-049/2020-rev0 - Estudo de Compensação Reativa na Área Leste da Região Nordeste, de setembro de 2020.
- EPE-DEE-NT-023/2020-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife, de setembro de 2020.
- EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais, de outubro de 2020.
- EPE-DEE-RE-068/2020-rev0 - Atendimento às Regiões Sul e Extremo Sul de Santa Catarina, de novembro de 2020.
- EPE-DEE-RE-062/2020-rev0 - Estudo de Escoamento na Região Nordeste da Bahia, de novembro de 2020.
- EPE-DEE-RE-076/2020-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Norte de Goiás, de novembro de 2020.
- EPE-DEE-RE-080/2020-rev0 - Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro, de dezembro de 2020.

EPE-DEE-NT-085/2020 / ONS NT 0129/2020 – Análises de Médio Prazo do Grupo de Atendimento ao Litoral de São Paulo, de dezembro de 2020.

EPE-DEE-NT-5/2021-rev0 - Desempenho Dinâmico do Sistema de SP no Horizonte de Médio/Longo Prazo, de janeiro de 2021.

EPE-DEE-NT-014/2021 – Cálculo da TUST – Análise de Sensibilidade, de fevereiro de 2021.

EPE-DEE-NT-019/2021-rev0 - Substituição dos autotransformadores 500/138 kV da Subestação Cachoeira Paulista - SP, de março de 2021.

Base de Referência de Preços ANEEL, de março de 2021, como descrito no Informe Técnico EPE-DEE-IT-038/2021-rev0.

EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 - Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA), de abril de 2021.

EPE-DEE-RE-029/2021-rev0 - Solução Estrutural para Aumento da Confiabilidade do Atendimento a Macapá, de abril de 2021.

EPE-DEE-NT-025/2021-rev0 - Modularização das Unidades Transformadoras 345/138 kV e 138/13,8 kV da SE Várzea da Palma 1, de abril de 2021.

EPE-DEE-NT-049/2021-rev0 - Análise de viabilidade de seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras - Macaé na SE Lagos, de maio de 2021.

EPE-DEE-RE-024/2021-rev0 - Estudo de Atendimento às Cargas da Subestação Itabaiana, de junho de 2021.

EPE-DEE-RE-069/2021-rev0 - Reforços para a Região de Guarulhos, de junho de 2021.

EPE-DEE-NT-060/2021-rev0 - Definição da nova modularização da SE Xavantes, de junho de 2021.

EPE-DEE-RE-051/2021 / ONS DPL-REL-0062/2021 – Avaliação dos Investimentos Prudentes para a Licitação dos Sistemas de Transmissão Garabi I e II, de junho de 2021.

SGT/ANEEL, Nota Técnica nº 151/2021 – Estabelece as TUST do Ciclo Tarifário 2021-2022, de julho de 2021.

EPE-DEE-NT-059/2021-rev0 - Nova modularização da SE 345/138 kV Vitória, de julho de 2021.

EPE-DEE-RE-079/2021-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Norte do Estado do Espírito Santo, de julho de 2021.

EPE-DEE-NT-072/2021 – Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial, de julho de 2021.

EPE-DEE-NT-090/2021-r0 – Serviços Ancilares sob a ótica do Planejamento da Expansão, de agosto de 2021.

SIGET/ANEEL, de agosto de 2021.

Capítulo 7

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Autorizada a retomada da Chamada Pública do Gasbol. 2019a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/autorizada-a-retomada-da-chamada-publica-do-gasbol>. Acesso em dez/2021.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. AUTORIZAÇÃO ANP Nº 468, DE 28 DE JUNHO DE 2019. 2019b. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-n-468-de-28-de-junho-de-2019-180695620>>. Acesso em dez/2021.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 699, DE 4 DE NOVEMBRO DE 2021. 2021a. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/autorizacao-sim-anp-n-699-de-4-de-novembro-de-2021-356965046>>. Acesso em dez/2021.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Sistema de Legislação – Atos da ANP. 2021b. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp>>. Acesso em dez/2021.

DOU [Diário Oficial da União] Aviso de licença 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/aviso-de-licenca-339696248>>. Acesso em dez/2021.

EIA [U.S. Energy Information Administration] PETROLEUM & OTHER LIQUIDS - Definitions, Sources and Explanatory Note. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/TblDefs/pet_pri_spt_tbldef2.asp> Acesso em: jan/2022

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados, Dezembro, 2016. 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>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Junho, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%A9stria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. PIG-Plano Indicativo de Gasodutos. Outubro, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. PIPE-Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Novembro, 2019b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Julho, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-487/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20onshore%20-%20Rev1.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil. Setembro, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-502/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20offshore%20-%20Rev1.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. PIG-Plano Indicativo de Gasodutos. Novembro, 2020c. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-531/EPE,%202020%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte%202020.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Fatos Relevantes da Indústria do Óleo e Gás. Nº 28, 2021a. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-410/topico-472/Fatos%20Relevantes%20da%20Ind%C3%A9stria%20do%20%C3%93leo%20e%20G%C3%A1s%20-%20Outubro%202021.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Sistema INFOGÁS, 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/acesso-restrito/sistema-infogas>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. PIPE-Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Dezembro, 2021c. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-640/Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PIPE.pdf>>. Acesso em dez/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. PITER-Plano Indicativo de Terminais de Regaseificação. Novembro, 2021d. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-620/PITER%202021.pdf>>. Acesso em dez/2021.

MME [Ministério de Minas e Energia]. Relatório Trimestral - Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural, Junho, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/4RelatorioTrimestralCMGN2T2020vFinal.pdf>>. Acesso em dez/2021.

MME [Ministério de Minas e Energia]. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, Agosto, 2021. 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/2021/08-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-agosto-de-2021.pdf/view>>. Acesso em dez/2021.

PETROBRAS. Petrobras alcança recorde de regaseificação de GNL. Setembro, 2020a. Disponível em <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983048>. Acesso em dez/2021.

PETROBRAS. Plano Estratégico. 2021. Disponível em <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>>. Acesso em dez/2021.

PREFEITURA MACAÉ. Prefeitura entrega alvará para a construção de gasoduto onshore. Abril, 2021. Disponível em <<http://www.macaerj.gov.br/noticias/leitura/noticia/prefeitura-entrega-alvara-para-construcao-de-gasoduto-onshore>> Acesso em dez/2021

SEDETEC [Secretaria de Estado do Desenvolvimento Econômico e da Ciência e Tecnologia]. Guia de Oportunidades de Investimentos Sergipe. Julho, 2021. Disponível em <<https://sedetec.se.gov.br/wp-content/uploads/2021/07/GUIA-DE-OPORTUNIDADES-SERGIPE-2021.pdf>>. Acesso em dez/2021.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. POR DENTRO DA TAG – Infraestrutura de Gás. Maio, 2021a. Disponível em <https://www.engie.com.br/uploads/2021/05/TAG_Principais_Caracter%3%ADsticas_Maio2021_pt2.pdf>. Acesso em dez/2021.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. RESULTADO DA ALOCAÇÃO - OFERTA DE CAPACIDADE TAG 2022. Dezembro, 2021b. Disponível em <<https://media.ntag.com.br/uploads/2021/12/RESULTADO-DA-ALOCACAO-%E2%80%90-OFERTA-DE-CAPACIDADE-TAG-2022.pdf>>. Acesso em dez/2021.

Capítulo 8

ABIOVE. (2021a). Estatísticas. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. Fonte: www.abiove.org.br/estatisticas

ABIOVE. (2021b). Biodiesel e Diesel b: Preços Praticados. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. Acesso em 08 de 11 de 2021, disponível em www.abiove.org.br/

AGRINEWS. (2020). EPA misses renewable fuel volume deadline. AgriNews. Acesso em 18 de junho de 2021, disponível em <https://www.agrinenews-pubs.com/2020/12/10/epa-misses-renewable-fuel-volume-deadline/a19j7ga/#:~:text=30%20deadline%20to%20set%20renewable,obligations%20for%20the%20following%20year>

ALSP. (2002). LEI Nº 11.241, DE 19 DE SETEMBRO DE 2002. Assembleia Legislativa de São Paulo, São Paulo. Acesso em 2020 de 10 de 16, disponível em <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/lei/2002/lei-11241-19.09.2002.html>

ANEEL. (2021a). Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica. Acesso em 24 de março de 2021, disponível em www.aneel.gov.br

ANEEL. (2021b). Banco de Informações da Geração (BIG). Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 29 de 06 de 2021, disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>

ANEEL. (2021b). Geração Distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 29 de Junho de 2021, disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalhe.asp?Tipo=2

ANP. (2019). Resolução ANP nº 778/2019. Estabelece as especificações do querosene de aviação, querosenes de aviação alternativos e do querosene de aviação C, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 23 de 09 de 2020, disponível em <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2019/abril&item=ranp-778-2019>

ANP. (2020). Informações de Mercado - Etanol. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 24 de Maio de 2020, disponível em www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/etanol/informacoes-mercado-etanol

ANP. (2021a). RenovaBio. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 02 de novembro de 2021, disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>

ANP. (2021b). Informações de Mercado - Biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 18 de Fevereiro de 2021, disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/biodiesel/informacoes-de-mercado>

ANP. (2021c). Leilões de Biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 16 de Abril de 2021, disponível em <http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/leiloes-de-biodiesel>

ANP. (2021d). Autorização para produção de biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 18 de novembro de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>

ANP. (2021e). 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. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Fonte: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-856-de-22-de-outubro-de-2021-354349404>

- AUTOCARINDIA. (2021). Nitin Gadkari urges automakers to roll out flex fuel vehicles in a year. Acesso em 27 de 11 de 2021, disponível em <https://www.autocarindia.com/car-news/nitin-gadkari-urges-automakers-to-rollout-flex-fuel-vehicles-in-a-year-421616>
- BNDES. (2019). Maior Sistema Brasileiro para Escoar Etanol Terá R\$1,8 Bi de Apoio do BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Agência BNDES de Notícias, Rio de Janeiro. Acesso em 1 de março de 2019, disponível em [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Principal-sistema-de-escoamento-do-etanol-brasileiro-tera-R\\$-181-bi-do-BNDES/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Principal-sistema-de-escoamento-do-etanol-brasileiro-tera-R$-181-bi-do-BNDES/)
- BNDES. (2021). BNDES Prorenova. BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. Acesso em 2021 de Março de 24, disponível em www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-prorenova
- BRASIL. (2005). Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: www.planalto.gov.br
- BRASIL. (2007). Resolução CNPE nº 5 de 03/10/2007. Estabelece diretrizes gerais para a realização de leilões públicos para aquisição de biodiesel, em razão da obrigatoriedade legal prevista na Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e dá outras providências. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia. Brasília: diário Oficial da União. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=107456>
- 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. Fonte: www.planalto.gov.br
- BRASIL. (2017b). Projeto de lei n.º 9.321-A, de 2017. Estabelece o Programa Nacional do Bioquerosene para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção de energia à base de biomassas, visando à sustentabilidade da aviação brasileira. Câmara dos Deputados, Brasília. Acesso em 25 de 03 de 2020, disponível em <https://www.camara.leg.br/>
- BRASIL. (2021). Lei nº 14.182, de 12 de Julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 27 de 11 de 2021, disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm
- CCEE. (2021). InfoMercado: Dados Individuais. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, São Paulo. Fonte: www.ccee.org.br
- CNPE. (2018). Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf/
- CNPE. (2020a). Resolução CNPE nº 13, de 09 de dezembro de 2020. Institui Grupo de Trabalho para avaliar a inserção debiocombustíveis para uso no ciclo diesel na Política Energética Nacional. Conselho Nacional Política Energética, Brasília. Acesso em 06 de maio de 2020, disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/res-13-cnpe.pdf>
- CNPE. (2020b). Resolução nº 14, de 9 de dezembro de 2020. Estabelece as diretrizes para a comercialização de biodiesel em todo território nacional. Conselho Nacional Política Energética, Brasília. Acesso em 10 de dezembro de 2020, disponível em <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-296859038>
- CNPE. (2021a). Resolução CNPE nº 6, de 20 de abril de 2021. Determina a realização de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. Conselho Nacional Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 24 de maio de 2021, disponível em <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320051164>
- CNPE. (2021b). Resolução CNPE nº 7, de 20 de abril de 2021. Institui o Programa Combustível do Futuro e dá outras providências. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 14 de maio de 2021, 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.
- COMEXDOBRASIL. (2021). Sustentabilidade e economia: Logum Logística realiza a primeira operação de exportação de etanol. Acesso em 18 de 10 de 2021, disponível em <https://www.comexdobrasil.com/sustentabilidade-e-economia-logum-logistica-realiza-primeira-operacao-de-exportacao-de-etanol/>
- CONAB. (2021). Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília. Fonte: www.conab.gov.br
- COSAN. (2021). Comunicado ao Mercado - Nova planta e contrato para a comercialização de Etanol Celulósico - Raizen. COSAN. Acesso em 30 de junho de 2021, disponível em <https://www.cosan.com.br/>
- CTBE. (2018). Comunicação Pessoal. Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol, Campinas.
- EC. (2018). Clean Energy for All Europeans. European Commission, Energy, Bruxelas. Fonte: ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans
- EEA. (2020). EU on track to meet greenhouse gas emissions and renewable energy 2020 targets, progress in 2019 shows more ambitious long-term objectives are reachable. European Environment Agency, Copenhagen. Acesso em 12 de junho de 2021, disponível em <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-on-track-to-meet>
- EIA. (2021). Monthly Energy Review. Renewable Energy. Total Energy Data. Energy Information Administration, Washington DC. Acesso em 28 de Junho de 2021, disponível em www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm

- ELETOBRAS. (2021). PROINFA. (C. E. Brasieliras, Produtor) Acesso em Junho de 2021, disponível em Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras: www.eletobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx
- EMBRAPA. (2021). Artigo: Macaúba: uma palmeira nativa na Bioeconomia. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, <https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/63538001/artigo-macauba-uma-palmeira-nativa-na-bioeconomia>.
- EPA. (2019). Final Renewable Fuel Standards for 2020, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2021. United States Environmental Protection Agency, Washington DC. Acesso em 12 de março de 2021, disponível em <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuel-standards-2020-and-biomass-based-diesel-volume>
- EPE. (2015). Plano decenal de expansão de energia 2024. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2016). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2015. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2018). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2017. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2020a). Combustíveis Alternativos para motores do ciclo Diesel. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 24 de Maio de 2020, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf
- EPE. (2020b). Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis. Empresa de Pesquisa Energética, Departamento de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-485/NT-DPG-SDB-2020-02_Impactos_da_COVID-19_no_mercado_brasileiro_de_combustiveis.pdf
- EPE. (2021a). Balanço Energético Nacional 2021: Ano-base 2020. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2021b). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2020. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2021c). Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2022 – 2035. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- 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. Fonte: <https://www.congress.gov/search?searchResultViewType=expanded&q=%7B%22source%22%3A%22legislation%22%2C%22search%22%3A%22%5C%22energy+independence+and+security+act%5C%22%22%2C%22congress%22%3A110%7D>
- FAO. (2012). World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em 03 de 08 de 2020, disponível em <http://www.fao.org/3/a-ap106e.pdf>
- FAO. (2019). Agricultural Outlook 2019-2028. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em 03 de 08 de 2020, disponível em <http://www.fao.org/3/a-i5778e.pdf>
- GOVERNO DO CEARÁ. (2020). Ceará deve produzir combustível sustentável para aviação. Governo do Ceará, Fortaleza. Acesso em 22 de março de 2021, disponível em <https://www.ceara.gov.br/2020/02/07/seminario-discute-producao-de-combustiveis-alternativos-para-aviacao-no-ceara/>
- GOVINFO. (2002). Farm security and rural investment Act of 2002. U.S. Government. Acesso em 02 de 11 de 2021, disponível em <https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-107publ171/pdf/PLAW-107publ171.pdf>
- GRANBIO. (2020). Bioflex I: Produção de Biocombustível. Granbio, São Paulo. Acesso em 12 de Abril de 2020, disponível em <http://www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis/>
- HSIEH, C. C.; FELBY, C. (2017). Biofuels for the marine shipping sector. An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations. International Energy Agency - Bioenergy. Task 39. University of Copenhagen.
- IBGE. (2021). 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 09 de 2021, disponível em <https://sidra.ibge.gov.br/home/lspa>
- ICAO. (2018). Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). International Civil Organization, Quebec. Fonte: <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/market-based-measures.aspx>
- IEA. (2004). Biofuels for transport – an international perspective. International Energy Agency. Fonte: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>
- IEA-SP. (2014). Protocolo Agroambiental do Setor Sucroenergético Paulista: Dados consolidados das safras 2007/08 a 2013/14. Instituto de Economia Agrícola - SP, São Paulo. Acesso em 20 de 03 de 2016, disponível em <http://www.iea.sp.gov.br/RelatórioConsolidado1512.pdf>
- IMEA. (2017). Clusters de etanol de milho em Mato Grosso. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá.
- IMO. (2020). Introduction to IMO. International Maritime Organization. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em http://www.imo.org/en/About/Documents/What%20it%20is%20Oct%202013_Web.pdf

- INDEX MUNDI. (2021). Commodity Prices Indices. Soybean and Palm Oil. INDEX MUNDI. Acesso em 20 de 11 de 2021, disponível em <https://www.indexmundi.com/commodities/>
- IPCC. (2014). Greenhouse Gas Emissions by Economic Sectors. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change. Fonte: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>
- ISO. (2020). Sugar Year Book 2019. International Sugar Organization, Londres.
- ITAUBBA. (2021). Perspectivas – Diagnóstico Financeiro do Setor Sucroenergético. Fonte: Comunicação Pessoal
- LOGUM. (2021). Logum Logística S.A., Rio de Janeiro. Acesso em 29 de Maio de 2021, disponível em www.logum.com.br/php/index.php
- MAPA. (2021). Sustentabilidade/Agroenergia. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Acesso em 25 de Abril de 2021, disponível em <http://www.agricultura.gov.br>
- ME. (2017). Resolução nº 72, de 29 de agosto de 2017. Altera a Lista Brasileira de Exceções à Tarifa Externa Comum do Mercosul referente aos produtos Com um teor de água igual ou inferior a 1% vol (Álcool Etílico). Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 1 de Setembro de 2017, disponível em <http://www.camex.gov.br/resolucoes-camex-e-outros-normativos/58-resolucoes-da-camex/1916-resolucao-no-72-de-29-de-agosto-de-2017>
- ME. (2019). Portaria nº 547, de 31 de agosto de 2019. Altera o Anexo II da Resolução nº 125, de 15 de dezembro de 2016. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 24 de 3 de 2020, disponível em <http://www.camex.gov.br/resolucoes-camex-e-outros-normativos/124-portarias-secint/2316-portaria-secint-n-547-de-31-de-agosto-de-2019>
- ME. (2021). Estatísticas de Comércio Exterior. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 16 de Março de 2021, disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>
- ME. (2021b). Estatísticas de Comércio Exterior. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 18 de junho de 2021, disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>
- MILANEZ et all. (2014). 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. 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. Acesso em 02 de Janeiro de 2019, disponível em <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>
- MME. (2020). Relatório do Subcomitê Novo Cenário Downstream - Tema: Comercialização de Biodiesel. Ministério de Minas e Energia. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 02 de 10 de 2020, disponível em http://www.mme.gov.br/documents/36220/1049490/Relat%C3%B3rio+NCD+Comercializa%C3%A7%C3%A3o+de+Biodiesel+--+vfinal+%28site%29+15_09_2020.pdf/3541f36e-e735-c1c8-20e6-af6a8ca635cf
- MME. (2021). CNPE mantém percentual de 10% de biodiesel no diesel em 2022. Ministério de Minas e Energia, Brasília. Acesso em 29 de 11 de 2021, disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-mantem-percentual-de-10-de-biodiesel-no-diesel-em-2022-3>. 29/11/2021
- MORTH. (2021). Ministry of Road Transport and Highways. Ministry of Road Transport and Highways. Acesso em 27 de 11 de 2021, disponível em <https://morth.nic.in/%20ou%20https://www.autocarindia.com/car-news/nitin-gadkari-urges-automakers-to-rollout-flex-fuel-vehicles-in-a-year-421616>
- NOVACANA. (2020c). Projeto de etanolduto da Logum Logística está disponível para comentários. Novacana, Campinas/SP. Acesso em 15 de Junho de 2020, disponível em <https://www.novacana.com/n/etanol/logistica/projeto-etanolduto-logum-logistica-disponivel-comentarios-090620>
- NOVACANA. (2021a). Faturamento das maiores empresas. NovaCana. Acesso em 15 de 07 de 2021, disponível em <https://www.novacana.com/data/dados/>
- NOVACANA. (2021b). Projeto de etanolduto da Logum recebe isenção fiscal de R\$ 5,45 milhões. Curitiba/PR. Acesso em 18 de junho de 2021, disponível em <https://www.novacana.com/n/etanol/impostos/projeto-etanolduto-logum-recebe-isencao-fiscal-r-5-45-milhoes-250221>
- PETROBRAS. (2013). Combustíveis Marítimos. Informações Técnicas. Versão 1.1. Elaborada em: 4/4/2013. PETROBRAS, Rio de Janeiro. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em <http://www.petrobras.com.br/minisite/assistenciaticnica/>
- RAÍZEN. (2018). Tecnologia em Energia Renovável. Etanol de Segunda Geração. Raízen, São Paulo. Fonte: https://www.google.com/search?q=sede+da+raizen&rlz=1C1GCEA_en&oq=sede+da+raizen&aqs=chrome..69i57.2976j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8&safe=active&ssui=on
- RAÍZEN. (2021a). Avisos, Fatos Relevantes e Comunicados. RAÍZEN. Acesso em 05 de 10 de 2021, disponível em <https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/avisos-comunicados-e-fatos-relevantes/>
- RAÍZEN. (2021b). Prospecto definitivo da oferta pública de distribuição primária de ações preferenciais de Emissão da Raízen S.A. RAÍZEN. Acesso em 05 de 10 de 2021, disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/37b57678-9dd0-55f8-9255-0e1de152e072?origin=1>

- REN21. (2021). Renewables 2021 - Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris. Acesso em 16 de junho de 2021, disponível em <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- REUTERS. (2021). Renewables overtook fossil fuels in EU electricity mix in 2020. Reuters, Londres. Acesso em 18 de junho de 2021
- RFA. (2021). Markets and Statistics. Renewable Fuels Association, Washington DC. Acesso em 09 de Agosto de 2021, disponível em <https://ethanolrfa.org/statistics/annual-ethanol-production/>
- TIMES OF INDIA. (2021). Govt paving way for entry of E-20 vehicles in 5 years. The Times of India, Gurugram, Índia. Acesso em 12 de junho de 2021, disponível em Ref.21. <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.
- UNEM. (2019). Etanol de Milho no Brasil. Painel 10 da conferência Abertura de Safra 2019/20. União Nacional do Etanol de Milho, Ribeirão Preto. Fonte: <https://conferences.datagro.com/eventos/aberturadesafra/?idioma=pt-br>
- UNICA. (2014). Comunicação Pessoal. União da Indústria de Cana-de-açúcar.
- UNICA. (2021). UNICADATA. União da Indústria de Cana-de-açúcar. Acesso em 25 de Março de 2021, disponível em www.unicadata.com.br
- USDA. (2019a). Biofuels Annual: Japan. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Service, Washington DC. Acesso em 5 de 9 de 2020, disponível em https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Tokyo_Japan_10-28-2019
- USDA. (2019b). Wrap-Up Report for 2019 Seoul Fuel Ethanol Conference. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Services, Washington D.C. Acesso em 13 de Maio de 2020, disponível em https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wrap-Up%20Report%20for%202019%20Seoul%20Fuel%20Ethanol%20Conference_Seoul_Korea%20-%20Republic%20of%206-28-2019
- USDA. (2020a). Biofuels Annual: China. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Service, Washington DC. Acesso em 18 de junho de 2021, disponível em <https://www.fas.usda.gov/data/china-biofuels-annual-6>
- USDA. (2020b). Biofuels Annual: India. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Service, Washington DC. Acesso em 12 de junho de 2021, disponível em <https://www.fas.usda.gov/data/india-biofuels-annual-5>

Capítulo 9

- ABNT. Norma Brasileira (NBR) de Desempenho de Edificações N0 15220. Disponível em: <https://www.abnt.org.br>
- ABNT. Norma Brasileira (NBR) de Desempenho de Edificações N0 15575. Disponível em: <https://www.abnt.org.br>
- ABRASOL Associação Brasileira de Energia Solar Térmica. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2019 - Base 2018, 2019.
- ABRASOL Associação Brasileira de Energia Solar Térmica. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2020 - Base 2019, 2021.
- ABRASOL Associação Brasileira de Energia Solar Térmica. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2021 - Base 2020, 2021.
- ANEEL. Programa de Eficiência Energética. Gestão do Programa. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/> Consulta em agosto de 2019.
- _____. Resolução Normativa nº 482/2012, de 17 de abril de 2012.
- _____. Resolução Normativa nº 801/2017 de 19 de dezembro de 2017.
- _____. Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. 30 de março de 2021.
- ANP. Sistema de Levantamento de Preços. Disponível em preco.anp.gov.br, acesso em 29/06/2020.
- BNEF Bloomberg New Energy Finance. Storage System Costs: More than just a battery. 2017
- CASTRO, N. J. e DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro – Publit, 2018.

CASTRO, N. J. e DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro – Publit, 2018.

EIA [U.S. Energy Information Administration]. Annual Electric Power Industry Report, Form EIA-861 detailed data files. Re-released: March 16, 2020. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>

ELETRONBRAS Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Energia Solar para aquecimento de água no Brasil - Contribuições da Eletrobras PROCEL e Parceiros. 2012.

EPE Empresa de Pesquisa Energética. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Fevereiro de 2015.

_____. Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050. Janeiro de 2019.

_____. Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-publica-nota-tecnica-sobre-aco-es-de-eficiencia-energetica-em-edificacoes-brasileiras>. Julho, 2020.

_____. Precificação de Carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil. NOTA TÉCNICA EPE/DEA/GAB/014/2020. Dezembro de 2020

_____. Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2020. Relatório de Indicadores. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-da-eficiencia-energetica-brasil-2020>. Março, 2021.

_____. Balanço Energético Nacional 2021, ano base 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Outubro, 2021

_____. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Demanda de Eletricidade. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-e-mme-lancam-o-caderno-de-demanda-de-eletricidade-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031-pde-2031>

Feldman, D. et al. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020. Technical Report NREL/TP-6A20-77324. January, 2021.

FGV CERI. P&D Estratégico ANEEL metodologia de elaboração da função do custo do déficit., 2018.

IBGE. Pesquisa Industrial Anual: Empresa. Rio de Janeiro.

INMETRO. Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE). Disponível em: <https://www2.inmetro.gov.br/pbe/>

IRENA [International Renewable Energy Agency]. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi, 2017

Jannuzzi, G., Swisher J., Redlinge, R. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: oferta, demanda e suas interfaces. IEI Brasil. Campinas/S, 2ª edição, 2018.

JUNIOR, E. F. C. Utilização de sistemas de aquecimento solar de água em processos industriais. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção na Universidade Paulista. São Paulo, 2015. Disponível em: https://www.unip.br/presencial/ensino/pos_graduacao/strictosensu/eng_producao/download/eng_etevaldofranciscojunior.pdf

LEME, M. M. V. et al. Electricity generation from pyrolysis gas produced in charcoal manufacture: Technical and economic analysis. Journal of Cleaner Production, v. 194. p. 219-242, 2018.

MEKHILIEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. A review of solar energy use in industries. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Brighton-UK, v. 15, n.4, p. 1777-1790, maio 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004533>

MINISTÉRIO DAS CIDADES. Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017. Dispõe sobre as condições gerais para provisão de sistemas alternativos de geração de energia para empreendimentos destinados à aquisição e alienação com recursos advindos da integralização de cotas no Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, e contratação de operações com recursos transferidos ao Fundo de Desenvolvimento Social - FDS, no âmbito do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 nov. 2017.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. Portaria nº 325, de 7 de julho de 2011. Dispõe sobre as diretrizes gerais para aquisição e alienação de imóveis por meio da transferência de recursos ao Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, no âmbito do Programa de Habitação Urbana – PNHU, integrante do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 de julho de 2011.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL. Portaria nº 325, de 7 de julho de 2011. Dispõe sobre as diretrizes gerais para aquisição e alienação de imóveis por meio da transferência de recursos ao Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, no âmbito do Programa de Habitação Urbana – PNHU, integrante do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 de julho de 2011.

MITSIDI Projetos. Elaboração de estudos e insumos para auxiliar o desenvolvimento do Plano de Ação de Eficiência Energética, EDIFICAÇÕES. Elaborado pela Mitsidi Projetos no âmbito da cooperação técnica da GIZ com a EPE. Junho de 2018.

MORIMOTO, M.; CARMO, P.; CHIHAYA, W. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Geração de Energia em Horário de Ponta no Campus Ecoville da Universidade Tecnológica Federal do Paraná na Cidade de Curitiba. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2017

Nicolson, L. M. et al. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 97, p. 276-289. 2018.

ODYSSEE European Energy Efficiency Database. Disponível em: <http://www.odyssee-indicators.org/2021>.

PINTO, R. G. D. Aplicações de Ciclo Rankine Orgânicos para Geração de Eletricidade a Partir de Calor de Processo Industrial no Brasil. Tese de Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Março de 2018.

PROCEL/Eletrobras e iX Estudos e Projetos. Prestação de serviço de consultoria para elaboração de proposta para o plano decenal de eficiência energética – PDEf, promovendo um portfólio de ações para o avanço dos ganhos de eficiência energética no Brasil. Produto 3: Propostas de novas ações transversais, 2021. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx>

PROCEL/Eletrobras e iX Estudos e Projetos. Prestação de serviço de consultoria para elaboração de proposta para o plano decenal de eficiência energética – PDEf, promovendo um portfólio de ações para o avanço dos ganhos de eficiência energética no Brasil. Produto 7: propostas de novas ações no setor industrial, 2021. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx>

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>

PROCEL Programa de Conservação de Energia Elétrica, PROCEL Industria; ELETROBRAS; CNI/SESI/SENAI/IEL – Sistema Industria. Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidades de redução de custo e experiência internacional. Brasília: Agosto, 2009. Disponível em: http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_24/2012/09/05/220/20121126132514523849i.pdf

PROCEL. Resultados PROCEL 2021 – ano base 2020. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B692C8EE2-0F26-4806-9A14-19F19B11DF76%7D;&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>

QUALITEC-APPLUS. Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados – Segmento Celulose e Papel. Brasil. Maio, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-314/topico-407/PRODUTO%204_Vpublicacao.pdf

RIBEIRO, V. e CRUZ, A. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de Grupo Gerador. Anais do XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, UNIFACS, 2017.

SCHMIDT et al. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100, January 2019.

SOLAR PAYBACK – Energia Termossolar para a Indústria: Brasil. Maio, 2018. Disponível em: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/national_process_heat_bra_spb.pdf

TAIBI, E.; GIELENB, D.; BAZILIAN, M. The potential for renewable energy in industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Brighton-UK, v. 16, n.1, p. 735-744, janeiro 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111004497>

Capítulo 10

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. Plano de contingência para a recuperação de reservatórios do Sistema Interligado Nacional - dezembro/2021 a abril/2022. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/ana-aprova-plano-de-contingencia-para-promover-a-recuperacao-de-reservatorios/plano-de-contingencia.pdf>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil. Brasília: ANA, 2019. Disponível em: http://www.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/central-de-publicacoes/ana_manual_de_usos_consuntivos_da_agua_no_brasil.pdf/view. Acesso em: dez. 2021.

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil. CORSIA Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/corsia> Acesso em: dez. 2021.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP n. 685, de 29 de junho de 2017. Estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=345545>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Resolução ANP n. 8, de 30 de janeiro de 2015. Estabelece a especificação do Biometano contida no Regulamento Técnico ANP nº 1/2015, parte integrante desta Resolução. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-8-de-30-de-janeiro-de-2015-32367532>. Acesso em: dez. 2021.

BANCO MUNDIAL. Carbon Pricing Dashboard. 2021. Disponível em: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>. Acesso em: dez. 2021.

BRASIL. Brazil First NDC (Update submission). Acordo de Paris. 2020. Disponível em: [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20\(Updated%20submission\).pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20(Updated%20submission).pdf). Acesso em: dez. 2021.

_____. Lei n. 14.119, de 13 de janeiro de 2021. Institui a Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais; e altera as Leis nos 8.212, de 24 de julho de 1991, 8.629, de 25 de fevereiro de 1993, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973, para adequá-las à nova política. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2021/lei-14119-13-janeiro-2021-790989-veto-162149-pl.html> Acesso em: dez. 2021.

_____. Lei n. 14.120, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2021/lei-14120-1-marco-2021-791100-norma-pl.html>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Lei n. 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); altera as Leis nos 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 13.182, de 3 de novembro de 2015, 13.203, de 8 de dezembro de 2015, 14.118, de 13 de janeiro de 2021, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 9.074, de 7 de julho de 1995; e revoga dispositivos da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Disponível em: <https://www.in.gov.br/>, Acesso em: dez. 2021.

_____. Resolução n. 3, de 17 de agosto de 2021. Dispõe sobre a instituição de Grupo Técnico Temporário para revisão do primeiro ciclo e elaboração de diretrizes para o segundo ciclo de avaliação do Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima (PNA). Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-3-de-17-de-agosto-de-2021-346383476>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Decreto n. 10.845, de 25 de outubro de 2021. Dispõe sobre o Comitê Interministerial sobre a Mudança do Clima e o Crescimento Verde. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.845-de-25-de-outubro-de-2021-354622762#:~:text=D%20E%20C%20R%20E%20T%20A%20%3A,relativas%20%C3%A0%20mudan%C3%A7a%20do%20clima>. Acesso em: dez. 2021

_____. Resolução n. 6, de 20 de outubro de 2021. Aprova o Relatório Final de Monitoramento e Avaliação do Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima - Ciclo 2016-2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-6-de-20-de-outubro-de-2021-356944427>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Lei n. 14.026, de 15 de julho de 2020. Atualiza o marco legal do saneamento básico e altera a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, para atribuir à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) competência para editar normas de referência sobre o serviço de saneamento, a Lei nº 10.768, de 19 de novembro de 2003, para alterar o nome e as atribuições do cargo de Especialista em Recursos Hídricos, a Lei nº 11.107, de 6 de abril de 2005, para vedar a prestação por contrato de programa dos serviços públicos de que trata o art. 175 da Constituição Federal, a Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007, para aprimorar as condições estruturais do saneamento básico no País, a Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, para tratar dos prazos para a disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos, a Lei nº 13.089, de 12 de janeiro de 2015 (Estatuto da MetrÓpole), para estender seu âmbito de aplicação às microrregiões, e a Lei nº 13.529, de 4 de dezembro de 2017, para autorizar a União a participar de fundo com a finalidade exclusiva de financiar serviços técnicos especializados. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.026-de-15-de-julho-de-2020-267035421>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Decreto n. 9.578, de 22 de novembro de 2018. Consolida atos normativos editados pelo Poder Executivo federal que dispõem sobre o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, de que trata a Lei nº 12.114, de 9 de dezembro de 2009, e a Política Nacional sobre Mudança do Clima, de que trata a Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9578.htm. Acesso em: dez. 2021.

_____. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei n. 2.148, de 2015. Estabelece redução de tributos para produtos adequados à economia verde de baixo carbono. 2021b. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/1548579>. Acesso em: out. 2021.

_____. Lei n. 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm. Acesso em: dez. 2021.

_____. Lei n. 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9433.htm. Acesso em: dez. 2021.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução n. 16, de 6 de setembro de 2021. Estabelece como de interesse da Política Energética Nacional a redução do teor de mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil de 13% (treze por cento) para 10% (dez por cento), no 82º Leilão de Biodiesel. Disponível em: <https://www.in.gov.br/>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Resolução n. 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Disponível em: <https://www.in.gov.br/>. Acesso em: dez. 2021.

Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – CGT Eletrosul. Destaque: Riscos climáticos para a infraestrutura. 2021. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/destaque/riscos-climaticos-para-a-infraestrutura->. Acesso em: dez. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2031. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2022. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

_____. Balanço Energético Nacional – Relatório Síntese 2021. 2021a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf. Acesso em: dez. 2021.

_____. Acordo de cooperação entre o BNDES e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/aceso-a-informacao/convenios-acordos-de-cooperacao/acordos-de-cooperacao/Documents/Acordo%20de%20Coopera%C3%A7%C3%A3o%20BNDES-EPE_assinado.pdf. Acesso em: dez. 2021.

_____. Workshop Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - É hora de um mercado de carbono?. 2021c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/beneficios-ambientais-lei-14-120-2021>. Acesso em: dez. 2021.

_____. Precificação de Carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil. Conceitos, experiências e reflexões para aplicação no setor energético. Nota técnica. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-549/NT%20EPE-DEA-GAB-014-2020%20-%20Precifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20C_final_05012021.pdf. Acesso em: dez. 2021.

- _____. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2019a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: nov. 2021.
- _____. Usinas híbridas no contexto do planejamento energético. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2019b. 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: set. 2021.
- GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Uso de informações climáticas para o planejamento de infraestrutura. 2020. Disponível em: <https://www.giz.de/en/worldwide/75579.html>. Acesso em: nov. 2020.
- ICAO – International Civil Aviation Organization. Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSA). Disponível em: <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSA/Pages/default.aspx>. Acesso em: dez. 2021.
- IMO – International Maritime Organization. IMO at COP26. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/IMO-at-COP-26.aspx>. Acesso em: dez. 2021.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2021 - The Physical Science Basis Summary for Policymakers. Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Switzerland: IPCC, 2021. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf. Acesso em: dez. 2021.
- _____. AR5 - Chapter 8: Anthropogenic and Natural Radioactive Forcing. 2014. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf. Acesso em: nov. 2020.
- MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações. AdaptaBrasil MCTI – sobre o AdaptaBrasil. 2021a. Disponível em: <https://adaptabrasil.mcti.gov.br/sobre>. Acesso em: dez. 2021.
- _____. IV Inventário Nacional de Emissões e Remoções de GEE. 2021b. Disponível em: <https://sirene.mctic.gov.br>. Acesso em: dez. 2021.
- _____. III Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal. 2017. Disponível em: <https://sirene.mctic.gov.br>. Acesso em: dez. 2021.
- ME – Ministério da Economia. Sobre o Projeto PMR Brasil. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/orgaos/spe/pmr-brasil>. Acesso em: out. 2021.
- MMA – Ministério de Meio Ambiente. Cúpula do Clima: “O Brasil é protagonista nas negociações” diz Ministro de Meio Ambiente em encerramento da COP26. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/noticias/201cbrasil-e-protagonista-nas-negociacoes201d-diz-ministro-do-meio-ambiente-em-encerramento-da-cop26>. Acesso em: dez. 2021.
- _____. AdaptaClima – sobre a plataforma. 2021b. Disponível em: <http://adaptaclima.mma.gov.br/sobre-a-plataforma>. Acesso em: dez. 2021.
- MME – Ministério de Minas e Energia. COP26 - Brasil anuncia que terá 50% da matriz energética limpa até 2030. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2021/novembro/brasil-anuncia-que-tera-50-da-matriz-energetica-limpa-ate-2030#:~:text=O%20Brasil%20ter%C3%A1%2050%25%20da,%2C%20em%20Glasgow%2C%20na%20Esc%C3%B3cia>. Acesso em: dez. 2021.
- _____. CNPE mantém percentual de 10% de biodiesel no diesel em 2022. 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-mantem-percentual-de-10-de-biodiesel-no-diesel-em-2022-3>. Acesso em nov. 2021.
- _____. Brasil apresenta pactos energéticos em biocombustíveis e hidrogênio no Diálogo em Alto Nível da ONU sobre Energia. 2021c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-apresenta-pactos-energeticos-em-biocombustiveis-e-hidrogenio-no-dialogo-de-alto-nivel-da-onu-sobre-energia>. Acesso em: dez. 2021.
- MRE – Ministério das Relações Exteriores. Brazil First NDC (uptade submission-letter). 2021. Disponível em: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/2021%20-%20Carta%20MRE.pdf>. Acesso em: dez. 2021.
- OGCI – Oil and Gas Climate Initiative. 2021. Leadership to accelerate the energy transition
- OGCI releases its strategy. Disponível em: <https://www.ogci.com/leadership-to-accelerate-the-energy-transition-ogci-releases-its-strategy/>. Acesso em: out. 2021.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo prospectivo agosto a novembro de 2021. Disponível em http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DGL%200093-2021%20-%20Estudo%20Prospectivo%20Agosto-Novembro_VF%20%281%29.pdf

Petrobras. Sustentabilidade: Petrobras anuncia ambição de atingir neutralidade das emissões de carbono das operações. 2021. Disponível em: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983807. Acesso em: out. 2021.

_____, Caderno de mudança do clima. 2020. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima/> Acesso em: nov. 2020.

SEEG – Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Emissões Totais. 2021. Disponível em: https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission#. Acesso em: dez. 2021.

Capítulo 12

- Angino EE, Coveney RMJ, Goebel ED, Zeller EJ, Dreschhoff GAM. Hydrogen and nitrogen - origin, distribution, and abundance, a followup. *Oil Gas J* 1984;82(49):142e6.
- Cathles, L.; Prinzhofer, A. (2020): What Pulsating H₂ Emissions Suggest about the H₂ Resource in the Sao Francisco Basin of Brazil. *Geosciences* 2020, 10, 149, doi:10.3390/geosciences10040149
- Coveney RMJ, Goebel ED, Zeller EJ, Dreschhoff GAM, Angino EE. Serpentinization and origin of hydrogen gas in Kansas. *AAPG Bull* 1987;71:39e48.
- Deville E. and Prinzhofer A. (2015): L'hydrogène naturel. Une source potentielle d'énergie propre et renouvelable. *Géologues* n° 185, pp. 105-110.
- Deville E. and Prinzhofer A. (2016) The origin of N₂-H₂-CH₄-rich natural gas seepages in ophiolitic context: a major and noble gases study of fluid seepages in New Caledonia. *Chem. Geol.* 440, 139–147.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020): Roadmap Eólica Offshore Brasil. Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. NT-EPE-PR-001/2020-r2. 30 de abril de 2020.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2018): Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Série RECURSOS ENERGÉTICOS. NOTA TÉCNICA PR 04/18. Setembro de 2018.
- European Commission (2021). Technical support for RES policy development and implementation: delivering on an increased ambition through energy system integration. Final Report. Junho de 2021.
- Hydrogen Council (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective. Available at <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- ICAO (2018). The First Edition of Annex 16 — Environmental Protection, Volume IV — Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). Available at <<https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/SARPs-Annex-16-Volume-IV.aspx>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- IEA (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Available at <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- IEA (2020a). Key World Energy Statistics. Available at <<https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- IEA (2020b). CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Available at <<https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/co2-emissions-statistics>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- IEA (2020c). Energy Technology Perspectives 2020. Available at <<https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- Vacquand C., Deville E., Beaumont V., Guyot F., Sissmann O., Pillot D., Arcilla C. and PRINZHOFER A. (2018): Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidences for multiple origins of the H₂-CH₄-N₂ gas mixtures. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 223, p. 437–461
- Zgonnik, V., 2020. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Ear. Sci. Rev.* 203, 103140. BNEF (2020). Liebreich: Separating Hype from Hydrogen – Part One: The Supply Side. Available at <<https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>>. Accessed in Dec, 05, 2020.
- TENHUMBERG N & BÜKER K. (2020): Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies. *Chemie Ingenieur Technik*. Vol. 92, No. 10, 1586–1595. DOI: 10.1002/cite.202000090
- SZKLO, A. S. & ULLER, V.C. (2008). Fundamentos do Refino de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência (2a ed. revista e ampliada).

- CÉSAR, A. S.; VERAS, T. S.; MOZER, T.S.; SANTOS, D. C. R. M; CONEJERO, M. A. (2019). "Hydrogen productive chain in Brazil: An analysis of the competitiveness' drivers", *Journal of Cleaner Production* 207: pp. 751-763. ISSN 0959-6526, Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.157>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618328804>)
- GIZ (2021b). Report on Green Hydrogen in Brazil. Bad Vilbel: Tractebel Engineering GmbH (consórcio executor) / GIZ (German Brazilian Technology Partnership for Energy Storage - DKTI).
- Moretti I, Prinzhofer A, Françolin J, Pacheco C, Rosanne M, Rupin F, et al. (2021): Long term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a Brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46(5):3615e28. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.026>.
- Prinzhofer A, Moretti I, Françolin J, Pacheco C, D'Agostino A, Werly J, Rupin F. (2019): Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: the example of a Brazilian H₂ -emitting structure. *Int J Hydrogen Energy* 2019;44:5676e85. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>.

Agradecimentos

A elaboração deste plano decenal de expansão de energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor energético, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados, efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados e informações para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. a todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES ELETROPAULO S.A. - ELETROPAULO
 AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A. - AES SUL
 AES TIETÊ S.A. - AES TIETÊ
 AGÊNCIA ALEMÃ DE COOPERAÇÃO INTERNACIONAL - GIZ BRASIL
 AGÊNCIA GOIANA DE GÁS CANALIZADO S.A. – GOIASGÁS
 AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO - ANA
 AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC
 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
 AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS - ANTAQ
 AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT
 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP
 AGROSATÉLITE GEOTECNOLOGIA APLICADA
 ALUPAR INVESTIMENTO S.A
 AMAZONAS GERAÇÃO & TRANSMISSÃO
 AMÉRICA LATINA LOGÍSTICA – ALL
 AMIRYS BIOTECHNOLOGIES
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM
 EQUIPAMENTOS - ABIMAQ
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS AÉREAS – ABEAR
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO – ABEGAS
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS – ABIOVE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO - ABAL
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO BIOGÁS - ABIOGÁS
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA - APINE
 ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIODIESEL DO BRASIL - APROBIO
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS - ANTP
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES – ANFAVEA
 ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA - ANACE
 ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN-SP
 BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES
 BANDEIRANTE ENERGIA S.A. - BANDEIRANTE
 BRASIL BIOFUELS
 BRASIL REFINARIAS
 CACHOEIRA DOURADA S.A. - CDSA
 CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - CAIUÁ
 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE
 CEB GERAÇÃO S.A.
 CEG RIO S.A. - CEG RIO
 CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. – CELG-GT
 CELPE NEOENERGIA
 CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. – CEMIG GT
 CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
 CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A. – ELETROCAR
 CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A. - CERON
 CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – ELETROBRAS ELETRONORTE
 CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA
 CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S.A. - CEMAT
 CENTRAIS ELÉTRICAS SANTA CATARINA S.A. – CELESC
 CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA – CEPEA/ESALQ-USP
 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL
 CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA – CTC

CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - CIBIOGÁS
 CEOX PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO
 COELBA NEOENERGIA
 COGNITIO CONSULTORIA
 COMPANHIA DE INTERCONEXÃO ENERGÉTICA - CIEN
 COMPANHIA BRASILENSE DE GÁS - CEBGÁS
 COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA - COCEL
 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE - ELETROACRE
 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ - CEA
 COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - COELBA
 COMPANHIA DE ELETRICIDADE NOVA FRIBURGO - CENF
 COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS – CELTINS
 COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA - BAHIA GÁS
 COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS - GASMIG
 COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS
 COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO - COMGÁS
 COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ - CEGAS
 COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL - MSGÁS
 COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
 COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA – CGTEE
 COMPANHIA DE NAVEGAÇÃO DA AMAZÔNIA S.A.
 COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA - CTEEP
 COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO – CEG
 COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB
 COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG
 COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO - CELPE
 COMPANHIA ENERGÉTICA DE RORAIMA – CERR
 COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - CESP
 COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS - CEAM
 COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO - CEMAR
 COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ – CEPISA
 COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
 COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE
 COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA – CFLCL
 COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE – CFLO
 COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF
 COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO – CHESP
 COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CJE
 COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA – CLFM
 COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ - CLFSC
 COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB
 COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CNEE
 COMPANHIA PARAIBANA DE GÁS - PBGÁS
 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 PERNAMBUCANA DE GÁS - COPERGÁS
 COMPANHIA PETROQUÍMICA DO SUL – COPESUL
 COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ S.A. – CPFL PIRATININGA
 COMPANHIA POTIGUAR DE GÁS - POTIGÁS
 COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - CSPE
 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE
 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
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS - DMEPC
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - DEMEI
 DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - (GIZ) GMBH
 DESENVIX ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A
 DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A. – DUKE - GP
 EDP – BANDEIRANTE
 EDP BRASIL
 EDP - ESCELSA
 ELEC NOR CONCESSÕES - ELEC NOR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA

ELETROBRAS CGT ELETROSUL – ELETROSUL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR
 ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR
 ELECNR CONCESSÕES - ELECNOR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 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 ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL
 EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. – JOÃO CESA
 EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA. - EFLUL
 EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A. - ELFSM
 EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. – EMAE
 EMPRESA DE PLANEJAMENTO E LOGÍSTICA S.A. - EPL
 ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO
 ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ
 ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS
 ENERGIAS COMPLEMENTARES DO BRASIL GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. - ECBRASIL
 ENERGISA BORBOREMA
 ENERGISA MATO GROSSO
 ENERGISA MATO GROSSO DO SUL
 ENERGISA MINAS GERAIS
 ENERGISA NOVA FRIBURGO
 ENERGISA PARAÍBA
 ENERGISA SÃO PAULO
 ENERGISA SERGIPE
 ENERGISA TOCANTINS
 EQUATORIAL TRANSMISSÃO
 EQUIPAV
 ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA
 ESTELAR ENGENHARIA
 FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA - FORCEL
 FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA
 FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - FURNAS
 GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A. - GAS BRASILIANO GBD
 GÁS DE ALAGOAS S/A - ALGÁS
 GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A. - GAS NATURAL SPS
 GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
 GERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESPÍRITO SANTO – BR ES
 GOL – LINHAS AÉREAS INTELIGENTES
 HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A. – HIDROPLAN
 IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IENERGIA
 INDÚSTRIA BRASILEIRA ÁRVORES – IBÁ
 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.
 MANAUS ENERGIA S.A. - MANAUS
 MINAS PCH S.A.
 MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA
 MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES – MRE
 MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA. – MUXFELDT
 NOXIS ENERGY

NEOENERGIA
 OIL GROUP
 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS
 PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
 PETROBRAS TRANSPORTE SA - TRANSPETRO
 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
 PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO DE EMPRESAS – PECEGE
 PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEL
 PROMON ENGENHARIA
 PSA GROUPE
 QUEBEC ENGENHARIA
 RAÍZEN
 REDE EMPAS DE ENERGIA ELÉTRICA – GRUPO REDE
 RGE - SUL
 RIO GRANDE DE ENERGIA S.A. – RGE
 RIO VERDINHO ENERGIA S.A.
 SERGIPE GÁS S.A. – SERGAS
 SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO – SNIC
 SOMA - SERVIÇOS, ORGANIZAÇÃO E MEIO AMBIENTE LTDA
 STATE GRID DO BRASIL
 STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.
 TERAVID GEO & AMBIENTE
 THEMAG ENGENHARIA
 TRACTEBEL ENGIE
 TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA
 TRANSPETRO
 UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE – UBRABIO
 UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA
 UNIÃO NACIONAL DO ETANOL DE MILHO – UNEM
 USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA. – UHENPAL
 UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE – USDA
 VALE S.A.
 VOTORANTIM ENERGIA

Anexo A: Geração Centralizada de Energia Elétrica

Anexo I

Tabela AI-1 - Geração Centralizada: Evolução Incremental da Capacidade Instalada Existente e já Contratada por Fonte de Geração

Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Biomassa	355	713	175	70	146	245	0	0	0	0	0	1705
Eólica	2822	2691	1776	303	1429	194	0	0	0	0	0	9215
Hidrelétrica	0	95	47	0	50	62	0	0	0	0	0	254
PCH+CGH	117	187	168	105	159	17	0	0	0	0	0	753
Fotovoltaica	1364	1803	456	199	562	236	0	0	0	0	0	4620
Termelétrica	1338	-3531	717	-1533	-2595	-1339	-557	-2161	0	0	0	-9662
Total Geral	5997	1957	3339	-856	-250	-585	-557	-2161	0	0	0	6884

Nota: Considera a retirada de usinas do PROINFA em final de contrato e termelétricas que se enquadram na premissa descrita na seção 3.2.

Tabela AI-2 - Fato Motivador da Redução na Participação Termelétrica no SIN para o Horizonte do PDE

Fato Motivador	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Término do CCEAR (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	1 080	365	0	0	0	1 445
Término do CCEAR (UTE GN)	0	0	922	1 259	1 133	500	0	0	0	0	3 814
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	192	984	1 483	207	381	201	0	0	0	3 448
Término do CCEAR (UTE BIOMASSA)	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	4
Fim dos subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	1 227	0	0	0	1 227
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	562	0	1 686	572	0	0	0	0	0	0	2 820
Fim da Vida Útil da Usina	3 384	0	0	50	0	0	368	0	0	0	3 802
TOTAL	3 946	192	3 596	3 364	1 339	1 962	2 161	0	0	0	16 560

Anexo II

Tabela AII-1 - Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FONTE(a)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RENOVÁVEIS	147089	152578	155249	156222	158568	160198	161703	163791	166702	169733	174413
HIDRO(b)	101903	101998	102045	102045	102095	102583	103558	104772	106153	106454	107104
OUTRAS RENOVÁVEIS:	45186	50580	53204	54177	56473	57615	58145	59019	60549	63279	67309
PCH e CGH	6830	7017	7185	7590	7748	8165	8565	8965	9365	9765	10165
EÓLICA	19600	22291	24066	24369	25798	25993	25993	26336	26836	28536	30336
BIOMASSA(c) + BIOGÁS + RSU	14329	15043	15267	15333	15480	15775	15905	16035	16165	16295	16425
SOLAR CENTRALIZADA	4427	6230	6686	6885	7447	7683	7683	7683	8183	8683	10383
NÃO RENOVÁVEIS(d)	25027	21496	22213	23029	21469	27412	30087	31331	33214	36087	38636
NUCLEAR	1990	1990	1990	1990	1990	1990	3395	3395	3395	3395	4395
GÁS NATURAL(e)	15722	12991	13612	15412	15385	21534	24266	26953	28486	31009	32208
CARVÃO	3017	3017	3017	3017	3017	3017	1937	695	1045	1395	1745
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3355	2579	2579	2145	613	582	201	0	0	0	0
ÓLEO DIESEL	943	918	1014	464	464	288	288	288	288	288	288
TOTAL DO SIN	172116	174074	177462	179251	180037	187610	191790	195122	199916	205820	213050
Itaipu 50Hz (f)	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
TOTAL DISPONÍVEL	179116	181074	184462	186251	187037	194610	198790	202122	206916	212820	220050

Notas:

- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.
- (b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
- (c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
- (d) Usinas termelétricas são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (e) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (f) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela AII-2 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE(a)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
RENOVÁVEIS	-	5489	2672	973	2346	1630	1505	2088	2911	3032	4680	27324
HIDRO(b)	-	95	47	0	50	488	975	1214	1381	302	650	5201
OUTRAS RENOVÁVEIS:	-	5394	2624	973	2296	1142	530	874	1530	2730	4030	22123
PCH e CGH	-	187	168	405	159	417	400	400	400	400	400	3335
EÓLICA	-	2691	1776	303	1429	194	0	344	500	1700	1800	10737
BIOMASSA(c) + BIOGÁS + RSU	-	713	225	66	146	295	130	130	130	130	130	2095
SOLAR CENTRALIZADA	-	1803	456	199	562	236	0	0	500	500	1700	5956
NÃO RENOVÁVEIS(d)	-	-3531	717	816	-1559	5943	2675	1245	1883	2873	2549	13609
NUCLEAR	-	0	0	0	0	0	1405	0	0	0	1000	2405
GÁS NATURAL(e)	-	-2730	621	1800	-27	6149	2731	2687	1533	2523	1199	16487
CARVÃO	-	0	0	0	0	0	-1080	-1242	350	350	350	-1272
ÓLEO COMBUSTÍVEL	-	-776	0	-433	-1532	-31	-381	-201	0	0	0	-3355
ÓLEO DIESEL	-	-25	96	-551	0	-176	0	0	0	0	0	-655
TOTAL DO SIN	-	1957	3389	1789	786	7573	4179	3332	4794	5905	7229	40933
Itaipu 50Hz (f)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DISPONÍVEL	-	1957	3389	1789	786	7573	4179	3332	4794	5905	7229	40933

Notas:

- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.
(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
(c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
(d) Usinas termelétricas são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
(e) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
(f) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Anexo III: Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão Centralizada (2021-2029):

Tabela AIII-1 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Expansão Livre

Fontes(a)	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2031 (Milhões R\$)	
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total		
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0	0	35	35	35	35	140	840	
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	500	500	1700	1700	1700	2500	8600	27280	
Eólica	0	500	500	0	500	1700	2500	2500	2500	10700	44260	
PCH + CGH	0	300	300	300	300	300	300	300	300	2400	14500	
UHE	0	0	0	121	1280	1214	1381	302	650	4948	14260	
Gás Natural Flexível(b)	415	2349	1036	7214	2915	2757	1095	2520	2174	22475	72443	
Gás Natural Inflexível(c)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	415	3149	1836	8135	5495	7706	7011	7357	8159	49263	173583	

Notas:

(a) Apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) Considera a expansão indicada de novas termelétricas flexíveis e o retrofit de termelétricas em fim de contrato.

(c) O investimento não considera os custos de combustíveis referentes à parcela de geração inflexível.

Tabela AIII-2 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Referência

Fontes(a)	Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2031 (Milhões R\$)	
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total		
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	25800	
Carvão	0	0	0	0	0	350	350	350	350	1400	14420	
Biomassa	0	0	0	0	80	80	80	80	80	400	1200	
RSU	0	0	0	50	50	50	50	50	50	300	6900	
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	500	500	1700	2700	8160	
Eólica	0	0	0	0	0	344	500	1700	1800	4344	17537	
PCH + CGH	0	300	0	400	400	400	400	400	400	2700	16900	
UHE	0	0	0	426	975	1214	1381	302	650	4948	14260	
Gás Natural Flexível(b)	415	2349	1036	6282	1231	55	533	1523	1199	14623	44178	
Gás Natural Inflexível(c)	0	0	0	1000	2000	3000	1000	1000	0	8000	42400	
TOTAL	415	2649	1036	8158	4736	5493	4794	5905	7229	40415	191755	

Notas:

(a) Apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) Considera a expansão indicada de novas termelétricas flexíveis e o retrofit de termelétricas em fim de contrato.

(c) O investimento não considera os custos de combustíveis referentes à parcela de geração inflexível.

Anexo IV

Tabela A-IV-1 - Lista de usinas termelétricas retiradas do sistema por fato motivador

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
CCEAR CARVÃO	P. PECEM I	720.3	632.9	dez/26
	PORTO ITAQUI	360.1	327.5	dez/26
	P. PECEM II	365	330.2	dez/27
CCEAR OD/OC	ALTOS	13.1	0	dez/22
	ARACATI	11.5	0	dez/22
	BATURITE	11.5	0	dez/22
	CAMPO MAIOR	13.1	0	dez/22
	CAUCAIA	14.8	0	dez/22
	CRATO	13.1	0	dez/22
	ENGUIA PECEM	14.8	0	dez/22
	IGUATU	14.8	0	dez/22
	JUAZEIRO N	14.8	0	dez/22
	MARAMBAIA	13.1	0	dez/22
	NAZARIA	13.1	0	dez/22
	DAIA	44.4	0	dez/22
	XAVANTES	53.6	53.5	dez/23
	PETROLINA	136.2	99.1	dez/23
	Potiguar	53.1	40.9	dez/23
	GOIANIA II	140.3	82.3	dez/23
	Termomanaus	143	115.8	dez/23
	Pau Ferro I	94.1	84.8	dez/23
	Potiguar III	66.4	41.5	dez/23
	MURICY	147.2	113.5	dez/23
Camacari PI	150	85.7	dez/23	
VIANA	174.6	169.4	dez/24	
CAMPINA GDE	169.1	71.9	dez/24	
GLOBAL I	148.8	120.1	dez/24	
GLOBAL II	148.8	118.3	dez/24	
CCEAR OD/OC	MARACANAU I	168	76.6	dez/24
	TERMONE	170.9	157.1	dez/24
	TERMOPB	170.9	157.8	dez/24
	GERAMAR II	165.9	156.5	dez/24
	GERAMAR I	165.9	153.4	dez/24

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
CCEAR GN	SEROPEDICA	385.9	273.1	dez/23
	TRES LAGOAS	350	287.1	dez/23
	TERMOBAHIA	185.9	133.8	fev/24
	TERMORIO	1036	846.7	dez/24
	TERMOCEARA	223	132.8	dez/24
	LINHARES	204	195.9	dez/25
	TERMOMACAE	928.7	780.5	dez/25
	ST.CRUZ NOVA	500	431.4	dez/26
	BAIXADA FLU	530	418.1	dez/33
	MARANHAO III	518.8	492.1	dez/33
CCEAR BIOMASSA	Cisframa	4	3.3	dez/23
	J.LACERDA C	363	247.5	dez/27
	J.LACERDA B	262	170.6	dez/27
CDE CARVÃO	J.LACERDA A1	100	48	dez/27
	J.LACERDA A2	132	88.6	dez/27
	FIGUEIRA	20	10.1	dez/27
	CANDIOTA 3	350	193.5	dez/27
PPT GN	CANOAS	248.6	213.2	dez/21
	JUIZ DE FORA	87.1	79.1	jan/22
	IBIRITE	226	186.2	jul/22
	FORTALEZA	326.6	307.7	dez/23
	NORTEFLU	826.8	772	mar/24
VIDA ÚTIL GN	TERMOPE	532.8	477.7	mai/24
	N.PIRATINING	572.1	279.3	dez/24
	CUIABA G CC	529.2	0	dez/21
	URUGUAIANA	639.9	0	dez/21
	ARAUCARIA	484.5	0	dez/21
	APARECIDA	166	115.8	dez/21
	C. ROCHA	85.4	0	dez/21
	JARAQUI	75.5	63	dez/21
	MANAUARA	66.8	64.9	dez/21
	PONTA NEGRA	66	64	dez/21
TAMBAQUI	93	63.4	dez/21	

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
	BAHIA I	31	25.3	dez/25
	PALMEIRAS GO	175.6	40.2	dez/25
	SUAPE II	381.3	308.9	dez/26
	PERNAMBUCO III	200.8	47.8	dez/27

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
	W. ARJONA	177.1	169.6	dez/21
	VALE DO ACU	367.9	252	set/28
	ST. CRUZ 34	436	0	dez/21
	R. SILVEIRA	25	0	dez/21
VIDA ÚTIL OD/OC	PIRAT. 12 G	200	0	dez/21
	T. NORTE 2	340	0	dez/21
	TERMOCABO	49.7	41.6	dez/24

Anexo B: Hidrogênio

Tabela B-1- Recursos Energéticos utilizados na base de cálculo do potencial de hidrogênio no período 2020 a 2050, em base anual.

Recurso Energético	Inventário PNE 2050 (Mtep/ano)	Período
Renováveis	7.215	
Biomassa	375	Montante em 2050
Eólica	1.386	Fluxo Contínuo
Hidráulica	108	Fluxo Contínuo
Solar	5.347	Fluxo Contínuo
Não Renováveis Fósseis	610	
Carvão Vapor	239	Média entre 2020 e 2050
Gás Natural	94	Média entre 2020 e 2050
Petróleo	277	Média entre 2020 e 2050
Não Renováveis Nuclear	80	
Urânio	80	Média entre 2020 e 2050
Total Geral	7.905	

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2018 – Nota Técnica de Recursos Energéticos do PNE 2050.

Tabela B-2 - Demanda final acumulada, até 2050, dos energéticos que impactam a disponibilidade de recursos para produção de hidrogênio.

Fontes Finais	Demanda Final (Mtep)	Período
Eletricidade	134	Montante em 2050
Carvão Vapor	195	Acumulado de 2020 a 2050
Gás Natural	1.073	Acumulado de 2020 a 2050
Derivados de Petróleo	5.381	Acumulado de 2020 a 2050
Total	6.783	-

Fonte: EPE.

Tabela B-3 - Saldo de recursos energéticos com potencial para produção de hidrogênio no horizonte de 2050.

Recursos Energéticos	Saldo com Potencial para Hidrogênio (Mtep/a)	Período
Não Renovável - Fóssil	388	Média entre 2020 e 2050
Carvão Vapor	232	Média entre 2020 e 2050
Petróleo	98	Média entre 2020 e 2050
Gás Natural	58	Média entre 2020 e 2050
Não Renovável Nuclear	80	Média entre 2020 e 2050
Renovável – Offshore*	6.637	Fluxo Contínuo
Renovável – Biomassa	372	Fluxo Contínuo
Renovável – Onshore*	70	Fluxo Contínuo
Total	7.547	-

* Os recursos renováveis onshore e offshore considerados são o hidráulico, o solar e o eólico.

As rotas tecnológicas adotadas nesta estimativa, para conversão dos recursos energéticos em hidrogênio, são apresentadas na Tabela a seguir. Nos casos do Bagaço de Cana e do Gás Natural, adotou-se as rotas com maior valor de conversão em hidrogênio.

Tabela B-4 - Fatores de conversão dos recursos energéticos em hidrogênio.

Recurso Energético	Rota de Produção de Hidrogênio	Fator de Conversão (tH ₂ /tep)
Hidráulico, Eólico e Solar	Eletrólise	0,258
Biomassa Florestal e Resíduos Agrícolas Bagaço de Cana	Gaseificação de Biomassa	0,130
	Gaseificação de Biomassa	0,130
	UTE + Eletrólise	0,059
	Biodigestão Anaeróbia + Reforma a Vapor (Descentralizada)	0,036
Resíduos da Pecuária	Biodigestão Anaeróbia + Reforma a Vapor (Descentralizada)	0,210
Nuclear	UTN + Eletrólise	0,086
Gás Natural	Reforma a Vapor (Centralizada)	0,227

Fonte: Elaboração própria.

Embora o fator de conversão em hidrogênio a partir do Gás Natural via reforma a vapor centralizada seja maior do que a opção descentralizada, a estrutura existente de movimentação deste energético, a maior simplicidade no transporte em relação ao hidrogênio e a possibilidade de conversão junto aos pontos de consumo, podem tornar mais atraente a opção descentralizada. Ainda, o desenvolvimento da tecnologia da pirólise do metano pode contribuir para a mitigação das emissões de CO₂, uma vez que o carbono da molécula de metano após a pirólise constitui um produto sólido, que pode ser aproveitado em outros processos ou sequestrado.