



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

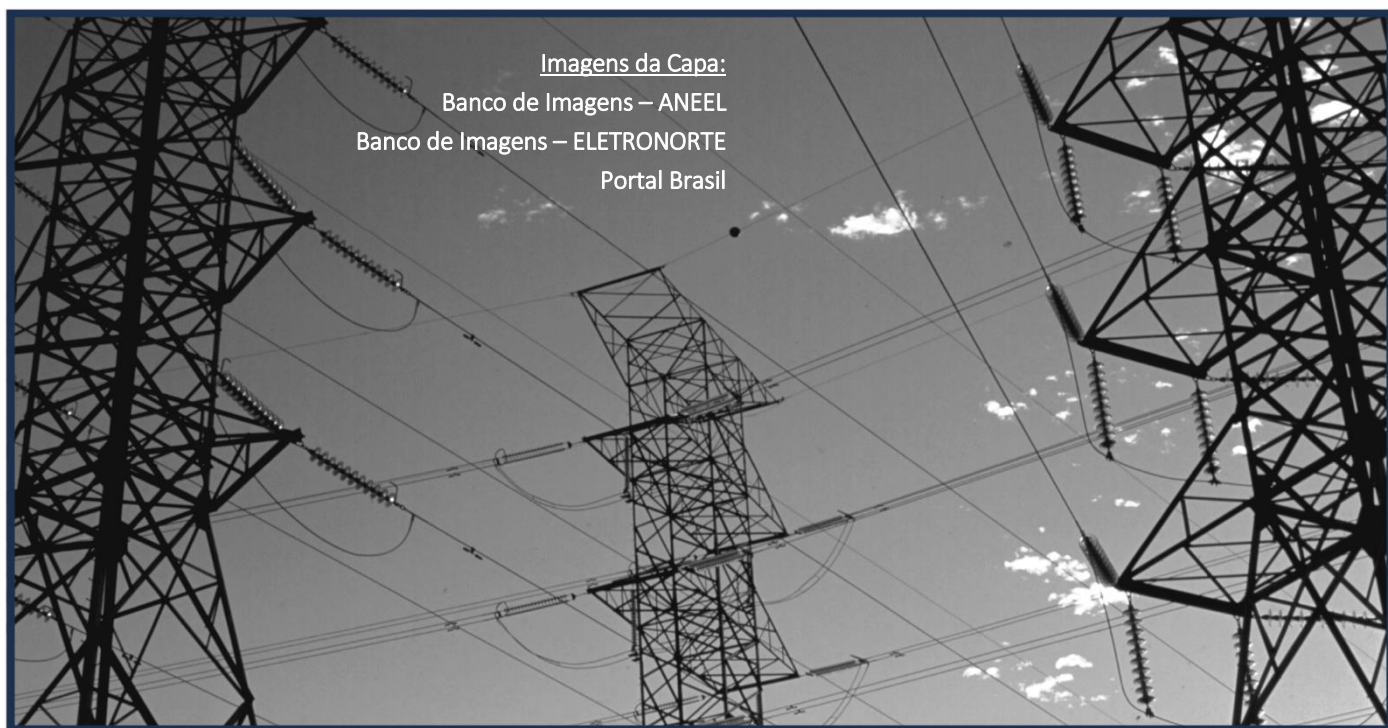




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2026



Imagens da Capa:
Banco de Imagens – ANEEL
Banco de Imagens – ELETRONORTE
Portal Brasil



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

MINISTRO DE ESTADO
FERNANDO COELHO FILHO

SECRETÁRIO EXECUTIVO
PAULO PEDROSA

CHEFE DE GABINETE DO MINISTRO
JOSÉ WANDERLEY UCHOA BARRETO

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
MÁRCIO FÉLIX CARVALHO BEZERRA

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
FÁBIO LOPES ALVES

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

WWW.MME.GOV.BR



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

PRESIDENTE
LUIZ AUGUSTO NOBREGA BARROSO

CHEFE DE GABINETE DA PRESIDÊNCIA
CARLOS HENRIQUE BRASIL DE CARVALHO

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
RICARDO GORINI DE OLIVEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESCRITÓRIO CENTRAL

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – 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 2026 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017

2v.: il.

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

Participantes - MME

COORDENAÇÃO GERAL

EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

MARCIO FÉLIX CARVALHO BEZERRA

MOACIR CARLOS BERTOL

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO — SPE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES

COORDENAÇÃO ADJUNTA:

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

EQUIPE TÉCNICA:

ADÃO MARTINS TEIXEIRA JUNIOR

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

ANTÔNIO ROBERTO COIMBRA

CARLOS ALEXANDRE PRÍNCIPE PIRES

CHRISTIANY SALGADO FARIA

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

GEORGE ALVES SOARES

GIACOMO PERROTTA

GILBERTO HOLLAUER

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

GILMA DOS PASSOS ROCHA

GUILHERME ZANETTI ROSA

GUSTAVO CERQUEIRA ATAIDE

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO

KLEVERSON MANOEL MARQUES GONTIJO

LÍVIA BATISTA MACIEL BRAGA

LÍVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LÚCIA MARIA MINERVINO

LUIS FERNANDO BADANHAN

PAULO ÉRICO RAMOS DE OLIVEIRA

PAULA ROBERTA MORAES BARATELLA

SÉRGIO FERREIRA CORTIZO

TARITA DA SILVA COSTA

THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

UBYRAJARA NERY GRAÇA GOMES

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS — SPG

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

JOÃO JOSÉ DE NORA SOUTO

EQUIPE TÉCNICA:

ADRIANO GOMES DE SOUSA

ALDO BARROSO CORES JÚNIOR

CLÁUDIO AKIO ISHIHARA

DEIVSON MATOS TIMBÓ

DIOGO SANTOS BALEEIRO

EDIE ANDREETO JÚNIOR

FERNANDO MASSAHARU MATSUMOTO

JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

KARLA BRANQUINHO GONZAGA

LUCIANO COSTA DE CARVALHO

LUIZ CARLOS THEODORO

MARLON ARRAES JARDIM LEAL

MATHEUS BATISTA BODNAR

MIGUEL IVAN LACERDA DE OLIVEIRA

PAULO ROBERTO MACHADO FERNANDES COSTA

UMBERTO MATTEI

SYMONE CHRISTINE DE SANTANA ARAÚJO

ASSESSORIA ESPECIAL DE MEIO AMBIENTE — AESA-SE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

THOMAZ MIAZAKI DE TOLEDO

EQUIPE TÉCNICA:

ANDRÉ LUIZ BARROS DE BRITO

NILO DA SILVA TEIXEIRA

RICARDO DA COSTA RIBEIRO

RITA ALVES SILVA

THOMAS JOHANNES SCHRAGE

VERÔNICA E SILVA SOUSA

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO GERAL

LUIZ AUGUSTO BARROSO

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

GERAL:

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

RAFAEL DE SÁ FERREIRA

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E
AMBIENTAIS:

RICARDO GORINI DE OLIVEIRA

ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:

AMILCAR G. GUERREIRO

ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS:

JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

COORDENAÇÃO:

JEFERSON BORGHETTI SOARES

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE MOREIRA GOMES

ALEX YUJHI GOMES YUKIZAKI

ANA CRISTINA BRAGA MAIA

ARNALDO DOS SANTOS J.

CAMILA ARAÚJO FERRAZ

CARLA DA COSTA L. ACHÃO

DANIEL KUHNER COELHO

DANIEL MORO

FERNANDA M. P. ANDREZA

GABRIEL KONZEN

GLAUCIO VINICIUS R. FARIA

GUSTAVO N. DE ANDRADE

ISABELA DE ALMEIDA OLIVEIRA

JOÃO M. S. DE MELLO

LENA S. SOUZA MENEZES

LIDIANE DE A. MODESTO

LUCIANO BASTO OLIVEIRA

MARCELO COSTA ALMEIDA

MARCELO H. C. LOUREIRO

NATALIA G. DE MORAES

SIMONE SAVIOLO ROCHA

THIAGO R. PASTORELLI

THIAGO TONELI CHAGAS

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

COORDENAÇÃO:

JORGE TRINKENREICH

EQUIPE TÉCNICA:

ANDERSON DA C. MORAES

ANGELA LIVINO

CAIO MONTEIRO LEOCADIO

DAN ABENSUR GANDELMAN

FERNANDA GABRIELA B. DOS SANTOS

FLÁVIO ALBERTO F. ROSA

GLAYSSON DE MELLO MULLER

GUSTAVO B. HAYDT DE SOUZA

HERMES TRIGO D. DA SILVA

JOANA D. DE F. CORDEIRO

LEANDRO P. DE ANDRADE

LUIS PAULO S. CORDEIRO

PAMELLA E. ROSA SANGY

PATRICIA C. G. DE NUNES

PEDRO AMERICO M. DAVID

RAFAELA VEIGA PILLAR

RENATA N. F. DE CARVALHO

RENATO H. S. MACHADO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

RONEY NAKANO VITORINO

SABRINA CRISTINA LOBO

SAULO RIBEIRO SILVA

SIMONE Q. BRANDÃO

TEREZA C. P. DOMINGUES

THAÍS IGUCHI

THIAGO CORREA CESAR

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO:

THIAGO V. BARRAL FERREIRA

EQUIPE TÉCNICA:

ANDRÉ MAKISHI

ANDRÉ LUIZ DA SILVA VELLOSO

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR

GUILHERME MAZOLLI FIALHO

HELENA PORTUGAL G. DA MOTTA

M. REGINA TOLEDO CAPELLAO

SÉRGIO L. SCRAMIN JR.

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA

ESTUDOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COORDENAÇÃO:

JOSÉ MARCOS BRESSANE

EQUIPE TÉCNICA:

ARETHA DE S. VIDAL CAMPOS

ARMANDO LEITE FERNANDES

BRUNO CESAR M. MACADA

BRUNO SCARPA A. DA SILVEIRA

CAROLINA MOREIRA BORGES

DANIEL JOSE T. DE SOUZA

DOURIVAL DE S. CARVALHO JUNIOR

FABIANO SCHMIDT

FABIO DE ALMEIDA ROCHA

GUSTAVO VALERIANO N. LUIZON

IGOR CHAVES

JEAN CARLO MORASSI

JOÃO HENRIQUE M. ALMEIDA

JOAO MAURICIO CARUSO

JONAS CARVALHEIRA COSTA

JOSE FILHO DA C. CASTRO

JOSE MARCOS BRESSANE

LEANDRO MODA

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
 MAXWELL CURY JUNIOR
 PAULO FERNANDO DE M. ARAUJO
 PEDRO HENRIQUE M. DOS SANTOS
 PRISCILLA DE CASTRO GUARINI
 RAFAEL PENTAGNA SILVESTRE
 RAFAEL THEODORO A. E MELLO
 RODRIGO RIBEIRO FERREIRA
 RODRIGO RODRIGUES CABRAL
 SAMIR DE OLIVEIRA FERREIRA
 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 DERIVADOS

COORDENAÇÃO:

MARCOS F. F. DE SOUZA

EQUIPE TÉCNICA:

ADRIANA QUEIROZ RAMOS
 BRUNO R. LOWE STUKART
 CARLOS A. GOES PACHECO
 CARLOS E. R. DE M. LIMA
 DEISE DOS SANTOS T. RIBEIRO
 FILIPE DE P. FERNANDES SILVA
 GABRIEL DA SILVA A. JORGE
 GUILHERME T. ANTONIASSE

HILDEMAR M. TORRES FILHO
 KÁTIA SOUZA D'ALMEIDA
 KRISEIDA C. P. G. ALEKSEEV
 MARCELO C. B. CAVALCANTI
 MARISA MAIA DE BARROS
 NATHALIA O. DE CASTRO
 PAMELA CARDOSO VILELA
 PATRÍCIA F. B. STELLING
 PAULA I. DA COSTA BARBOSA
 PEDRO M. YUNES GARCIA
 PÉRICLES DE ABREU BRUMATI
 RAFAEL MORO DA MATA
 RAUL FAGUNDES LEGGIERI
 REGINA FREITAS FERNANDES
 ROBERTA DE A. CARDOSO
 VICTOR H. TROCATE DA SILVA
 VITOR M. DO E. SANTO SILVA

ESTUDOS DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

COORDENAÇÃO:

GIOVANI VITÓRIA MACHADO

EQUIPE TÉCNICA:

ANGELA OLIVEIRA DA COSTA
 ALINE MARIA DOS SANTOS
 ANA CLAUDIA S. PINTO
 CAROLINA O. DE CASTRO
 CLAUDIA M. CHAGAS BONELLI
 EULER J. GERALDO DA SILVA
 GABRIEL DE F. DA COSTA
 HENRIQUE P. G. RANGEL
 JOÃO FELIPE G. DE OLIVEIRA
 JULIANA R. DO NASCIMENTO
 LEONIDAS B. O. DOS SANTOS
 LUIZ P. BARBOSA DA SILVA

MARCELO F. ALFRADIQUE
 MARIA CECÍLIA P. DE ARAÚJO
 MARINA DAMIÃO BESTETI
 RACHEL MARTINS HENRIQUES
 RAFAEL BARROS ARAUJO

ESTUDOS SOCIOAMBIENTAIS

COORDENAÇÃO:

ISAURA MARIA FREGA

EQUIPE TÉCNICA:

ALFREDO LIMA SILVA
 ANA DANTAS M. DE MATTOS
 ANDRÉ CASSINO FERREIRA
 ANDRÉ VIOLA BARRETO
 BERNARDO REGIS G. DE OLIVEIRA
 CLAYTON BORGES DA SILVA
 CRISTIANE MOUTINHO COELHO
 DANIEL DIAS LOUREIRO
 FEDERICA NATASHA A. SODRÉ
 GUILHERME DE PAULA SALGADO
 GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
 HERMANI DE MORAES VIEIRA
 JOSÉ RICARDO DE MORAES LOPES
 JULIANA VELLOSO DURÃO
 KÁTIA G. SOARES MATOSINHO
 LEYLA A. FERREIRA DA SILVA
 LUCIANA ÁLVARES DA SILVA
 MARCOS RIBEIRO CONDE
 MARIANA LUCAS BARROSO
 PAULA CUNHA COUTINHO
 PEDRO NINÔ DE CARVALHO
 ROBSON DE OLIVEIRA MATOS
 RODRIGO VELLARDO GUIMARÃES
 VALENTINE JAHNEL
 VERÔNICA S. DA M. GOMES

Apresentação

Após um período desafiador, o Setor Energético brasileiro começa a retomar o rumo do crescimento. Apostando no fortalecimento das instituições e na adoção da estabilidade regulatória como princípio, o Setor Energético está voltando a ser um ambiente de negócios atrativo a investimentos de longo prazo.

Bons projetos demandam planejamento — função estratégica desempenhada pelo Estado Brasileiro por força de disposição constitucional. E nisso o Setor Energético tem experiência. De fato, há quase trinta anos, os planos decenais constituem um dos principais instrumentos para a garantia do suprimento energético à sociedade brasileira, orientando ações e decisões, tanto governamentais quanto privadas. Instituídos originalmente para ordenar os investimentos das empresas estatais, os planos decenais foram sendo adaptados à medida que o Setor Elétrico se abria à participação do setor privado. Além disso, desde 2007, a abrangência dos seus estudos foi ampliada, incorporando uma visão integrada da expansão da oferta e da demanda de diversos energéticos. Mais recentemente, a Política Nacional sobre Mudanças do Clima e a Contribuição Nacionalmente Determinada assumida pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris se impõem como novas condicionantes ao planejamento da expansão energética. Fica evidente, portanto, que o princípio fundamental a ser observado na elaboração dos planos decenais é o do contínuo aperfeiçoamento.

O Brasil é reconhecido internacionalmente pela sua capacidade de gerir recursos energéticos renováveis, demonstrando que decisões estratégicas de política energética são essenciais para a obtenção de resultados no longo prazo. Conforme indicam os resultados deste Plano Decenal, a parcela renovável da matriz energética atingirá 48% ao final do horizonte decenal, ao passo que 87% da produção de energia elétrica será oriunda de fontes renováveis. De modo a suprir o crescimento da demanda por energéticos e ao mesmo tempo manter o caráter renovável da nossa matriz, são esperados investimentos da ordem de R\$ 1,4 trilhões no período 2017–2026. Desse montante, destaca-se a expansão esperada de 11,8 GW para a fonte eólica e de 7 GW para a fonte solar-fotovoltaica.

Não poderia deixar de mencionar que neste ano o Brasil tornou-se membro associado da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* — IEA), o que permitirá maior projeção do papel de liderança do nosso País no debate energético mundial.

Embora elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética sob diretrizes e supervisão da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, são as contribuições da sociedade nos processos de consulta pública que permitem o aprimoramento dos Planos Decenais. Assim, o Ministério de Minas e Energia agradece a participação de todos no processo de consulta pública e deseja que as informações contidas no PDE 2026 contribuam para o desenvolvimento sustentável do nosso País.

FERNANDO COELHO FILHO
Ministro de Estado de Minas e Energia

Índice

Introdução.....	13
1. Premissas Gerais	20
1.1 Perspectivas Sociodemográficas.....	20
1.2 Perspectivas Macroeconômicas	21
1.3 Perspectivas Econômicas Setoriais	24
2. Demanda de Energia.....	29
2.1 Consolidação por Setor	29
2.2 Consolidação por Fonte	36
3. Geração de Energia Elétrica	50
3.1 Metodologia	53
3.2 Diretrizes e Premissas.....	57
3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta.....	60
3.4 Configuração Inicial e Expansão Apenas para Energia.....	70
3.5 Visões de futuro para o Parque Gerador de Energia Elétrica	73
4. Transmissão de Energia Elétrica	108
4.1 Topologia da Rede.....	111
4.2 Interligações Regionais.....	117
4.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	126
4.4 Interligações com Países Vizinhos	129
4.5 Sistemas Regionais de Transmissão	130
4.6 Evolução física e investimentos	145
4.7 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	147
5. Produção de Petróleo e Gás Natural.....	150
5.1 Previsão de Produção de Petróleo	150
5.2 Previsão de Produção de Gás Natural	151
5.3 Contribuição do pré-sal	154

5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P	158
5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo	160
6. Abastecimento de Derivados de Petróleo	164
6.1 Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados	165
6.2 Oferta de Derivados de Petróleo.....	167
6.3 Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados.....	174
7. Oferta de Gás Natural	178
7.1 Infraestrutura	178
7.2 Projeções de Preços de Gás Natural.....	179
7.3 Oferta	181
7.4 Balanço na Malha Integrada	184
7.5 Simulação da malha integrada de transporte	188
7.6 Investimentos	191
8. Oferta de Biocombustíveis	195
8.1 Etanol.....	195
8.1 Bioeletricidade da cana-de-açúcar	206
8.3 Biodiesel	209
9. Eficiência Energética e Geração Distribuída	215
9.1 Eficiência Energética.....	215
9.2 Geração Distribuída.....	221
10. Análise Socioambiental.....	215
10.1 Análise Socioambiental Integrada.....	226
10.2 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	237
11. Consolidação dos Resultados	247
11.1 Síntese dos Resultados.....	253
Referências Bibliográficas	256
Agradecimentos	270

Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento informativo voltado para toda a sociedade, bem como aos agentes e investidores, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo. Tal expansão é analisada a partir de uma visão integrada para os diversos energéticos, além da energia elétrica, no horizonte de 10 anos. Para agentes e investidores, o PDE facilita o acesso à informação relevante para a tomada de decisões.

O PDE também é instrumento de comunicação e apoio ao planejamento do setor de energia para identificar e investigar as estratégias indicativas para a expansão da oferta de energia nos próximos anos e as sinergias entre os setores, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais.

O PDE é construído com base nas dimensões mais importantes associadas ao planejamento energético: econômica, estratégica e social.

Na dimensão econômica, o PDE visa apresentar a visão das necessidades energéticas sob a ótica do planejamento para permitir o desenvolvimento da economia nacional e, por conseguinte, a competitividade do País. 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 encorajando a integração regional. Por fim, na dimensão social, a expansão da oferta de energia deve ser feita com acesso a toda população brasileira, e considerando seriamente os aspectos socioambientais.

Nesse sentido, são elementos típicos do PDE:

- Análise da segurança energética do sistema;
- Balanço de oferta e demanda de garantia física;
- Disponibilidade de combustíveis, em particular do gás natural;

- Cronograma dos estudos de inventário de novas bacias hidrográficas; e
- Recursos e necessidades identificados pelo planejador para o atendimento à demanda.

O PDE é construído sob hipóteses pré-definidas e os desafios envolvidos na construção dessas são muitos e complexos. Adicionalmente, o plano precisa ser ancorado em critérios coerentes para a elaboração de uma estratégia de expansão, mantendo-se a compatibilidade com o marco regulatório vigente.

Reconhece-se a incerteza envolvida em qualquer visão de futuro, especialmente no atual momento da quadro nacional. Dessa forma, o PDE não deve ser lido como um plano estático que determina o que vai acontecer, justamente pelas incertezas envolvidas no processo de planejamento.

Uma forma de considerar incertezas na construção do plano é representá-las através de cenários e construir um único plano *sob incerteza* em relação a esses cenários. O PDE 2026 ainda não apresenta esse paradigma, mas traz uma nova abordagem para reconhecer estas incertezas. No PDE 2026 há a construção de uma trajetória de referência – realização de um conjunto de incertezas – e apresentamos análises de sensibilidade, às quais nos referimos como *cenários what-if*. Essas análises objetivam fornecer à sociedade a resposta do planejamento a alterações em variáveis-chave da trajetória de referência (ou hipóteses subjacentes), conforme o interesse de cada tema, mantendo-se as demais características inalteradas.

Além disso, os cenários *what-if* são também importantes meios de comunicar, por um lado, a incerteza das escolhas feitas nos estudos de planejamento, bem como avaliar os fatos portadores de futuro mais relevantes. Dessa forma, possibilitam avaliação dos efeitos resultantes de outras hipóteses feitas e a sensibilidade das escolhas feitas.

Assim, os cenários *what-if* analisados no PDE 2026 constituem apenas algumas alternativas de interesse. Certamente, na discussão do PDE 2026 com a sociedade, novas questões podem ser levantadas e análises diferentes podem ser feitas, de acordo com o interesse específico. Entre esta edição e a próxima do PDE, poderão ser realizados novos cenários *what-if*, como exercícios prospectivos que possam lançar luz à evolução do setor de energia e a incerteza que a ronda.

Ao mostrar 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 o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Por fim, visando discutir a complexidade do planejamento e aumentar a interação com a sociedade, este PDE faz uso de quadros (ou “boxes”) que ressaltam mensagens, fazem provocações e buscam trazer a discussão e o livre pensamento para dentro do documento.

O PDE 2026 também passou por um processo de reformatação e redação executiva, com diminuição de sua extensão. Ao buscar maior transparência e diálogo mais direto com o leitor, é importante ressaltar que tal mudança não significou redução do seu conteúdo informacional. Explicações mais detalhadas (por exemplo, sobre a meta de emissões de gases de efeito estufa e a colaboração do setor de produção e uso de energia na meta), bem como as dificuldades associadas aos exercícios prospectivos (por exemplo, a incerteza no crescimento econômico), são explicitadas em boxes ao longo dos capítulos. Além disso, os dados de gráficos e tabelas, as figuras, textos explicativos e notas metodológicas estão disponíveis na página do PDE no site da EPE.

Como de costume, a elaboração pela EPE dos estudos associados ao PDE 2026 se desenvolveu contando com as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento

Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG/MME).

A preparação do plano foi iniciada em outubro de 2016 e concluída em junho de 2017, prazo este que buscaremos reduzir nas próximas edições. O PDE 2026 incorporou avanços e inovações possíveis nesse período (uma delas é a disponibilidade das planilhas dos dados dos gráficos na página da EPE), ficando outras inovações já identificadas para o próximo plano.

Nesse sentido, contamos com o diálogo sempre franco e direto com a sociedade para que, por meio de seus comentários, críticas e sugestões, o PDE possa se consolidar como a principal referência para o setor de energia, fonte de dados para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos e da sociedade em geral, e exercendo seu papel de estudo técnico que aponte os caminhos para o desenvolvimento energético do país. 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.

ENFOQUE DOS ESTUDOS

Para os próximos 10 anos, é esperado um crescimento econômico mundial médio de 3,8% ao ano. Dentre os países desenvolvidos, espera-se melhor desempenho da economia americana, enquanto dentre os emergentes, a China manterá sua importância no cenário mundial, ainda que se espere uma desaceleração suave de sua economia.

Com relação à economia brasileira, estima-se que um melhor resultado da economia mundial e a existência de capacidade ociosa são alguns dos fatores que possibilitam a retomada do crescimento econômico brasileiro. Importante ressaltar a grande incerteza a respeito das perspectivas econômicas no horizonte decenal. Seguramente, um crescimento econômico mais forte e sustentável exigirá uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes, com efeitos que podem ser bastante sensíveis no caso do setor energético.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico se dê de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais ocorra de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante variada. Por sua vez, nesse caso poderá haver impactos pronunciados sobre os requisitos de oferta de energia para atender à demanda energética estimada. Em particular, a evolução da demanda de gás natural estará fortemente condicionada à competitividade deste energético frente a outros energéticos substitutos e do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo. A competitividade é avaliada segundo as lógicas de uso por setor e por faixa de consumo, assumindo-se que nesse horizonte o gás natural se mostra competitivo frente a outros energéticos em grande parcela de setores da economia. Em se confirmando a competitividade do gás natural frente a outros energéticos, estima-se que o setor industrial se consolida como principal consumidor de gás natural em 2026, elevando sua participação ao longo do horizonte de estudo.

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

Para esse capítulo em particular, o PDE 2026 traz novas abordagens para a avaliação da expansão da oferta de energia elétrica, apresentando visões de futuro, em particular mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica, variações na expansão de referência da oferta de energia, restrições ambientais e diversas análises sobre as condições de atendimento.

Destaque especial deve ser dado à inclusão do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação, em adição aos critérios de risco e economicidade definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Como subproduto desse modelo, também é obtido o custo marginal de expansão.

A partir da análise da expansão indicada pelo MDI são feitos ajustes através de simulações com o Modelo de despacho hidrotérmico Newave. Resultados para avaliações de atendimento à demanda máxima instantânea e análise horária foram também incluídas.

Além do MDI, são também descritos os critérios metodológicos, as premissas e as diretrizes que orientaram as simulações das alternativas de oferta que garantirão o atendimento à carga de energia e demanda de potência de forma segura. Análises comparativas entre os casos, com os Planos de Expansão respectivos, serão feitas, destacando-se as principais diferenças econômicas entre eles.

No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica foi dado destaque ao desafio imposto ao planejamento da transmissão, de natureza determinativa,¹ *vis-à-vis* às incertezas advindas do fato de a expansão da geração ser de caráter indicativo. Nessas condições, o processo de elaboração dos estudos de transmissão reconhece a importância do papel da rede elétrica planejada de proporcionar, além das condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, a flexibilidade necessária em acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração.

Ademais, a realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes de transmissão no sistema interligado.

Nesse contexto, torna-se fundamental a antecipação dos estudos de planejamento para a harmonização entre os cronogramas de implantação das usinas e dos sistemas de transmissão a elas dedicados, possibilitando uma estratégia combinada de contratação de geração e transmissão, visando evitar os descompassos entre esses cronogramas.

¹ Cabe ressaltar que os planos de transmissão emitidos pela EPE, que consubstanciam os resultados dos mesmos estudos cujos resultados são expostos neste PDE, são, juntamente com as recomendações do ONS para ampliações e reforços da rede, submetidos à aprovação final do MME antes da determinação do conjunto de instalações que serão licitadas ou cuja implantação será diretamente autorizada pela ANEEL às transmissoras.

Vale ainda destacar o aprimoramento metodológico e de ferramental de análise integrada da expansão da geração e transmissão que se julga necessário para contemplar os diversos graus e variáveis de incerteza presentes no processo de planejamento, acrescido da crescente complexidade do sistema elétrico, com a inclusão de montantes crescentes de geração renovável de alta variabilidade, a exemplo das fontes eólicas e solares.

Considerando essas condicionantes, é apresentada a rede elétrica existente e sua expansão nos primeiros seis anos do período decenal a partir dos estudos realizados, bem como uma visão prospectiva dos montantes de instalação previstos para o final do horizonte, o que representa uma evolução de cerca de 135.000 km de linhas em 2016 para 197.000 km em 2026.

No capítulo de Produção de Petróleo e Gás Natural, são abordados tópicos relevantes na Exploração e Produção (E&P), tais como: a previsão de produção de petróleo; previsão de produção de gás natural; a contribuição do pré-sal na produção nacional; evolução da reserva provada e da relação R/P (razão entre reserva provada e produção); além da previsão de investimentos no setor e das demandas por plataformas do tipo UEPs, além do Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 30 de junho de 2016, 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 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, não contratadas.

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, um fator importante que influencia fortemente, balizando a previsão nos cinco anos iniciais do plano, são as informações do PAP, previsões de produção das Concessionárias enviadas anualmente à ANP.

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 2026, 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 de 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 de 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 que terão sua comercialidade declarada, aplicando-se um fator redutor relacionado ao risco de comercialidade de cada um dos recursos contingentes.

Um caso atípico considerado entre os recursos contingentes é o prospecto de Libra, contratado em regime de Partilha da produção, que embora ainda não tenha declaração de comercialidade, é considerado livre de risco, possuindo previsão de entrada em produção na segunda metade do decênio, de acordo com o planejamento divulgado pela Petrobras.

As previsões de produção dos recursos não descobertos, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União, 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 VRF estimado para a UP, além do ambiente de E&P em que está localizada. Desse modo, a depender destes parâmetros, estima-se uma data para iniciar a produção.

No caso dos recursos não descobertos não contratados, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com restrição ambiental, ou seja, consideradas não aptas para atividades de E&P por instrumentos ambientais formais, tem seus volumes correspondentes excluídos das previsões de produção.

No capítulo de Oferta de Derivados de Petróleo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação e as possibilidades de exportação de petróleo e seus derivados, e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística.

O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido dos principais derivados, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, QAV e óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2026, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período. Cumpre ressaltar que o PDE 2024 continha projeções de investimentos em *downstream* mais significativos que o atual. Os principais impactos de eventual realização de investimentos incrementais em refinarias existentes também são avaliados.

Destaca-se, ainda, que o mercado nacional de derivados médios (QAV e óleo diesel A), assim como sinalizado no PDE 2024, permanecerá deficitário durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel A, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado. As importações de GLP decrescerão ao

longo do decênio, principalmente pelo crescimento da produção das UPGNs, porém em valores inferiores ao PDE 2024. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza períodos em que o País atuará no limiar da autossuficiência ou como importador deste derivado. No PDE 2026, as incertezas associadas à demanda do Ciclo Otto foram analisadas a cenários do tipo *what-if*, associados a um menor e um maior volume de consumo de gasolina A. A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atenderá suficientemente a todo o mercado opcional de bunker para navios estrangeiros. Destacam-se, neste estudo, mudanças significativas quanto às especificações (teor de enxofre) de diversos derivados (óleo diesel A, bunker), comparativamente ao PDE 2024. O quadro de maior movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura e logística do País para garantir do abastecimento em todo o território nacional.

Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-sal.

No capítulo de Oferta 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 2017 a 2026. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. A seção de projeção de preços de gás natural apresenta a faixa mais provável de preços nacionais, entre outras projeções de preços. O capítulo apresenta ainda, a perspectiva de oferta de gás natural seco no Brasil (composto pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da 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 transporte de gás natural no País.

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis, as análises já refletem os sinais positivos advindos do RenovaBio, iniciativa lançada pelo Ministério de

Minas e Energia, que visa expandir a produção de biocombustíveis no Brasil.

Estima-se que haverá expansão da oferta de etanol no próximo decênio, visando suprir tanto o mercado brasileiro quanto o internacional. O mercado nacional de etanol carburante deverá continuar sua trajetória de expansão nos próximos 10 anos, para o atendimento à demanda do Ciclo Otto. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, devido à manutenção das tendências protecionistas dos mercados, adiamento das metas de usos de biocombustíveis em diversos países, adoção de tecnologias mais eficientes e preocupação com a independência energética.

No horizonte decenal, espera-se que investimentos nos principais indicadores deste segmento, adicionados aos sinais produtivos provenientes de políticas públicas como o RenovaBio, 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. 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, foi realizada uma análise de sensibilidade para a Oferta de Etanol, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético. Para tal, reduziu-se a diferenciação tributária entre a gasolina e o etanol, adotada como referência para a oferta de biocombustíveis desse plano, que considera os sinais positivos do RenovaBio.

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.

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 de 7% a 10%, conforme a legislação em vigor até 2025, quando este teor se elevará a 11%, visando o atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

No capítulo de Eficiência Energética e Geração Distribuída, são apresentados os resultados da energia conservada que 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, 2016. Além disso, é analisado o efeito da mudança de relação do consumidor com a energia nos últimos anos. O aumento do poder de escolha – uma tendência geral na sociedade – tem se materializado no setor de eletricidade através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída. O consumidor, podendo gerar sua própria energia, evolui de uma posição passiva para ativa no setor elétrico. Em 2016 houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MW instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades (ANEEL, 2017). Apesar do crescimento recente, essa modalidade de geração ainda é insignificante no Brasil, havendo espaço para se desenvolver muito mais na próxima década.

No capítulo de Análise Socioambiental, as análises foram embasadas no conceito de sustentabilidade considerando questões associadas à minimização dos impactos socioambientais na expansão da oferta de energia e às discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima.

É apresentada uma análise socioambiental integrada, baseada na expansão prevista no PDE

2026, cujo resultado indica os temas socioambientais prioritários para os quais devem ser orientados esforços do setor, de modo a contribuir para a minimização de riscos da expansão. Povos e terras indígenas, áreas protegidas e biodiversidade aquática foram identificados como os principais desafios socioambientais para a expansão planejada.

O PDE 2026 tem como uma de suas premissas socioambientais a compatibilização das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas à expansão da produção e uso da energia com as diretrizes propostas na NDC (*Nationally Determined Contribution* – Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira, apresentada às Nações Unidas na COP-21, em 2015. A NDC expressa a ambição brasileira diante do Acordo de Paris.

No horizonte do PDE 2026, o grau de renovabilidade da matriz energética brasileira amplia-se em relação a 2016, mantendo o destaque mundial do país em termos de grande participação de fontes renováveis.

A contribuição brasileira expressa em sua NDC é um compromisso firme na redução de GEE, mas é flexível na forma do atendimento dessa meta, ou seja, se baseia em caminhos flexíveis para atingir

seus objetivos. Assim, o sucesso da NDC poderá ocorrer com contribuições dos vários setores da economia, cabendo ao país adotar as medidas mais custo-efetivas. Nesse sentido, existe uma gama de trajetórias possíveis na esfera de decisão do Brasil no consumo e geração de energia. Dessa forma, o cenário de expansão do PDE 2026, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético brasileiro para a NDC brasileira.

Por fim, no capítulo final são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2026 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.

1. Premissas Gerais

1.1 Perspectivas Sociodemográficas

As mudanças demográficas no Brasil têm se destacado pela rapidez com que elas vêm ocorrendo. A população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos. Com isso, espera-se que a contribuição demográfica no PIB diminua já na próxima década.

No horizonte decenal estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a. (EPE, 2015) Com isso, em 2026, o país passará a ter 220 milhões de habitantes, com um acréscimo, no período, de aproximadamente 13 milhões de pessoas (Gráfico 1).

Com relação ao perfil regional da população brasileira, o maior crescimento ocorrerá nas regiões Norte e Centro-Oeste. Esse crescimento, contudo,

não é capaz de induzir a uma mudança significativa da distribuição demográfica, que continua fortemente concentrada nas regiões Sudeste (41,6%) e Nordeste (27,2%).

O número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente em todas as regiões do país. Para os próximos 10 anos, espera-se uma continuidade desta trajetória. Em 2026, a expectativa é de que exista cerca de 78 milhões de domicílios no país, um aumento de 11 milhões em relação a 2016 (Gráfico 2). Como resultado deste aumento e de um menor crescimento da população, espera-se que ocorra no período uma redução do número de habitantes por domicílios. Projeta-se que essa relação diminua de 3,1 em 2017 para 2,8 em 2026.

Gráfico 1. Evolução da população brasileira e de domicílios

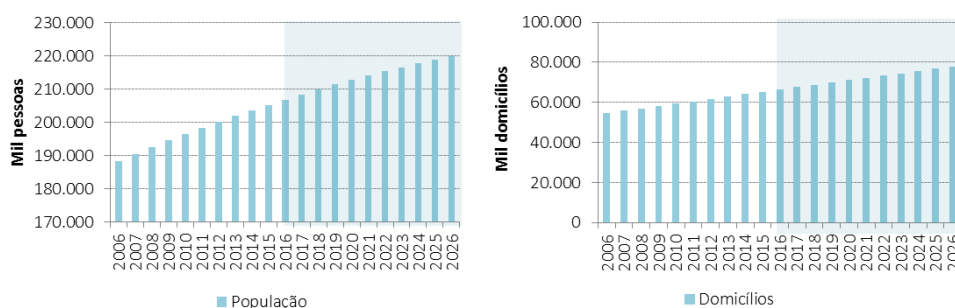
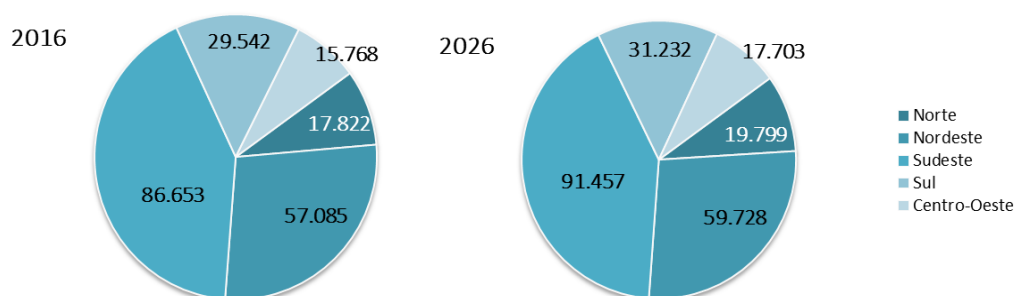


Gráfico 2. Evolução da população brasileira por regiões geográficas

Mil pessoas



1.2 Perspectivas Macroeconômicas

ECONOMIA INTERNACIONAL

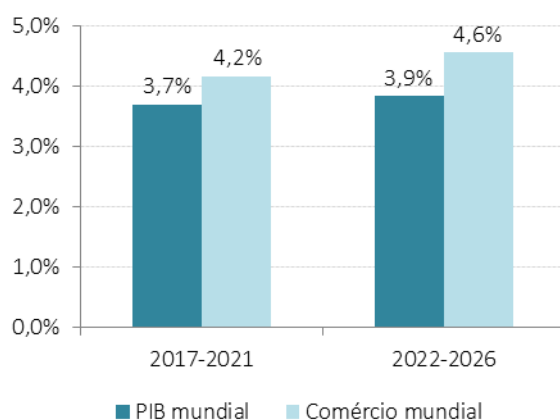
Nos próximos anos, muitas são as incertezas acerca do rumo a ser tomado no âmbito das relações internacionais e quais seus impactos em termos de crescimento econômico.

Nos países desenvolvidos, o cenário se tornou ainda mais conturbado pelos movimentos políticos recentes, tais como a mudança na condução do governo dos Estados Unidos e a saída do Reino Unido da União Europeia. Além disso, os movimentos migratórios provocados pela intensificação dos conflitos internacionais aumentam a preocupação acerca dos impactos econômicos dessas mudanças.

Entre os países em desenvolvimento, as maiores incertezas se relacionam à evolução do preço das *commodities* e à capacidade da China em realizar um *soft landing* através de uma transição para uma economia pautada no mercado interno.

Considerando esse contexto e baseado em EPE (2017), espera-se que o crescimento econômico mundial cresça em torno de 3,8% ao ano em média na próxima década, enquanto o comércio mundial expande-se em média um pouco acima de 4% ao ano (Gráfico 3).

Gráfico 3. Projeções de crescimento médio do PIB e do comércio do mundo



Fontes: EPE e FMI.

ECONOMIA BRASILEIRA

A partir de meados de 2016, houve um movimento de recuperação de expectativas dos agentes, que pôde ser observado nos indicadores de confiança dos consumidores e dos empresários, mas não materializada nos indicadores econômicos. Em particular, as perspectivas de recuperação econômica no segundo semestre do ano passado foram frustradas e percebeu-se que a crise duraria mais que o esperado.

Pela ótica da oferta, a retração é disseminada nos três grandes setores da economia – agropecuária, indústria e serviços, com ainda elevado grau de ociosidade, o que acaba por retardar as tomadas de decisão de investimentos pelos empresários.

Uma das causas desse baixo desempenho dos setores produtivos é a demanda interna enfraquecida, explicada, sobretudo, pela deterioração do mercado de trabalho e do crédito mais restrito. Por outro lado, o setor externo vem apresentando resultados positivos. Em 2016, de acordo com dados do MDIC, o saldo de balança comercial bateu recorde de saldo na série dos últimos vinte anos.

Diante de um cenário de incertezas tanto na esfera nacional como global, é difícil prever quais serão os *drivers* que impulsionarão o crescimento (Ver Box 1).

No curto prazo, o melhor desempenho da economia mundial e a existência de capacidade ociosa são fatores que possibilitam a retomada do crescimento econômico brasileiro. Além disso, a convergência da inflação à meta permitirá a redução da Selic, o que pode ter impactos positivos sobre os componentes de demanda. Entretanto, as incertezas em relação ao cenário político e ao encaminhamento das reformas, podem limitar a recuperação dos investimentos em infraestrutura, comprometendo um crescimento mais robusto no médio prazo.

Há ainda que se considerar a expectativa de deterioração do mercado de trabalho no curto prazo e dos impactos de uma demanda enfraquecida sobre os setores produtivos voltados para mercado doméstico.

Além disso, a complicada situação dos estados e as renegociações das dívidas com a União podem prejudicar a realização do ajuste fiscal, limitando seus impactos sobre o crescimento econômico.

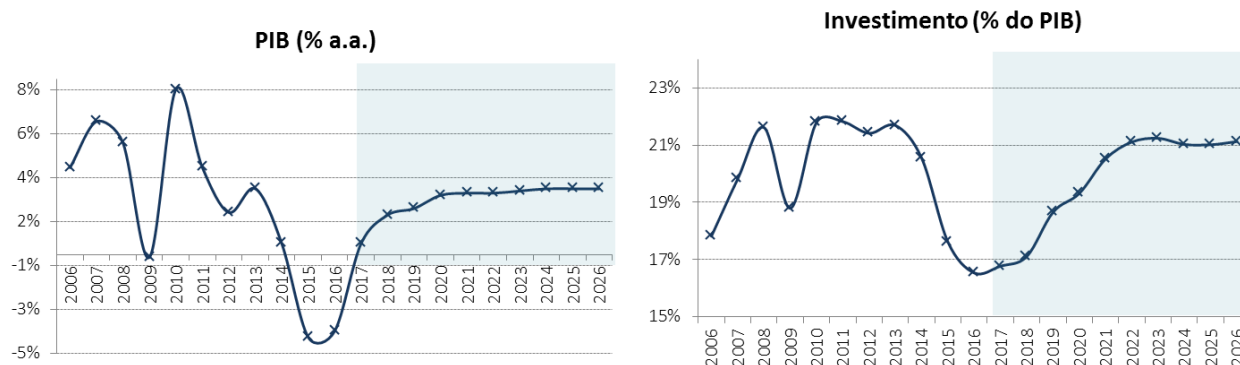
No médio e longo prazo, um crescimento econômico mais forte e sustentável exige uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes. O país precisa expandir sua capacidade produtiva através de investimentos em

infraestrutura, melhoria da educação, avanços tecnológicos e qualificação profissional, além de melhorias em seu ambiente de negócios.

Entretanto, o crescimento potencial brasileiro seguirá limitado em virtude de algumas medidas necessitarem de um prazo maior para apresentarem seus efeitos e da retomada dos investimentos ser mais lenta no curto prazo.

Neste contexto, a expectativa é de que a taxa de investimento fique em torno de 21% do PIB em 2026, resultando em um crescimento econômico médio de 2,5% ao longo da década, conforme apresentado no Gráfico 4.

Gráfico 4. Evolução do crescimento do PIB e da taxa de investimento



Fonte: IBGE (dados históricos) e EPE (projeções).

BOX 1.1 – O QUE LEVARIA A UMA RETOMADA MAIS RÁPIDA DA ECONOMIA BRASILEIRA?

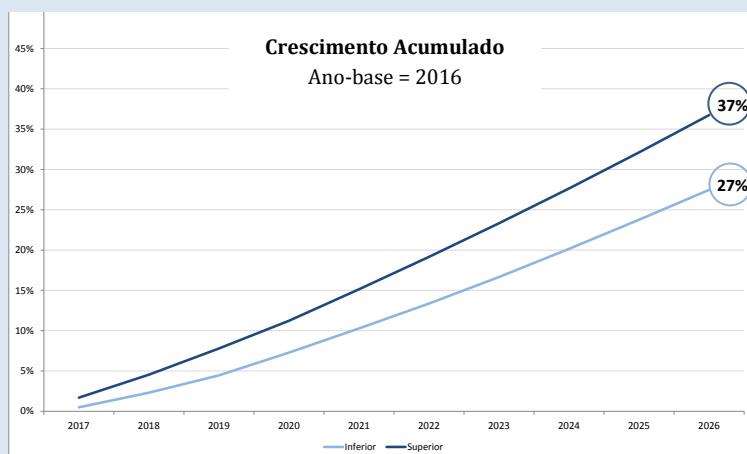
Diante das inúmeras incertezas com impactos muito significativos sobre as perspectivas de crescimento econômico, o trabalho de projeção de PIB nos próximos 10 anos se torna ainda mais difícil do que o habitual. Mesmo uma queda adicional em relação à projeção da trajetória apresentada anteriormente não pode ser totalmente descartada. No entanto, tendo em vista o objetivo deste documento, buscamos avaliar neste box os fatores que permitiriam uma retomada mais rápida da economia brasileira para níveis mais elevados de crescimento do PIB.

Em termos mais imediatos, o sucesso da política monetária no controle da inflação, resultando em melhor ancoragem das expectativas dos agentes no horizonte relevante, pode levar a uma redução dos juros básicos para um patamar de 1 dígito no futuro próximo, o que, aliada à liberação do FGTS das contas inativas, traz importante alívio no endividamentos de famílias e das empresas. Além disso, a alta capacidade ociosa da economia, com níveis elevados de desempregados e de utilização da capacidade na indústria pode ensejar uma eventual recuperação cíclica da economia, mas um crescimento mais sustentável no longo prazo dependeria de enfrentamento dos problemas mais estruturais da economia.

Um dos principais fatores seria criar um ambiente de maior previsibilidade e confiança, que poderia ser alcançado por meio de redução da instabilidade política, condução eficaz das contas públicas e realização de reformas econômicas. Em um contexto de maior credibilidade, os empresários tenderiam a ampliar seus investimentos, com impactos importantes sobre o crescimento econômico. Ao mesmo tempo, os consumidores também seriam afetados, com melhorias nos mercados de trabalho e de crédito. Essa retomada da demanda interna teria reflexos diretos no setor produtivo brasileiro, sobretudo naqueles setores voltados ao mercado interno. Além disso, os investimentos em infraestrutura se tornariam mais atrativos, fazendo com que houvesse uma elevação destes. Com isso, haveria avanços significativos na solução dos gargalos de infraestrutura, reduzindo o Custo Brasil, o que aumentaria a produtividade da economia brasileira e tornaria os produtos nacionais mais competitivos no mercado internacional.

Nesse cenário, a expectativa para os próximos dez anos é de crescimento médio de 3,2% a.a., (contra 2,5% a.a. – Gráfico 5) acumulando um crescimento de 37%.

Gráfico 5. Trajetórias de crescimento econômico



Taxa de Crescimento do PIB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Referência	0,5%	1,8%	2,1%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%
Sucesso	1,7%	2,8%	3,1%	3,2%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%

1.3 Perspectivas Econômicas Setoriais

O ano de 2016 foi marcado por um desempenho negativo em todos os setores econômicos.² Cabe destacar que a indústria deverá fechar o ano com taxa negativa pela terceira vez consecutiva, desde 2014, com desempenho negativo disseminado por todos os segmentos, com apenas alguns setores apresentando taxas positivas, como alumínio e setores ligados ao agronegócio, como celulose, produção de açúcar e fabricação de adubos e fertilizantes.

O fraco desempenho da indústria contribuiu para a redução da participação desse segmento no PIB nacional, movimento que já vem sendo observado nos últimos 20 anos. De acordo com o IBGE, em 1996 a participação da indústria no Valor Adicionado era de 30%, enquanto em 2016 foi de cerca de 25%.

Esse processo é compatível com o comportamento esperado de maturação industrial, como ocorreu em alguns países desenvolvidos. No entanto, nas economias desenvolvidas esse movimento foi acompanhado pelo crescimento nos setores de serviços modernos, cujas atividades se relacionam com a produção industrial, como *marketing*, telecomunicações, desenvolvimento de *softwares*, etc. No Brasil, entretanto, essa mudança se deu com crescimento de setores primários e de atividades mais básicas de serviços, com mão-de-obra pouco qualificada e de baixo recurso tecnológico. Dessa forma, os setores da indústria e de serviços ainda têm muito a avançar na direção do fortalecimento de cadeias produtivas com produtos de maior valor agregado.

Na elaboração do cenário econômico, considerou-se que o entrave ao crescimento vem de duas frentes: a primeira, conjuntural, é relativa à crise econômica iniciada em 2014 e à capacidade de reversão desse cenário, com retomada do crescimento aos níveis pré-crise; a segunda, de

cunho estrutural, refere-se aos gargalos logísticos e de infraestrutura, além da baixa qualificação de mão-de-obra e ausência de políticas industriais na direção do desenvolvimento de atividades de maior valor agregado e maior competitividade internacional, a fim de gerar altas taxas de crescimento vigoroso e sustentado.

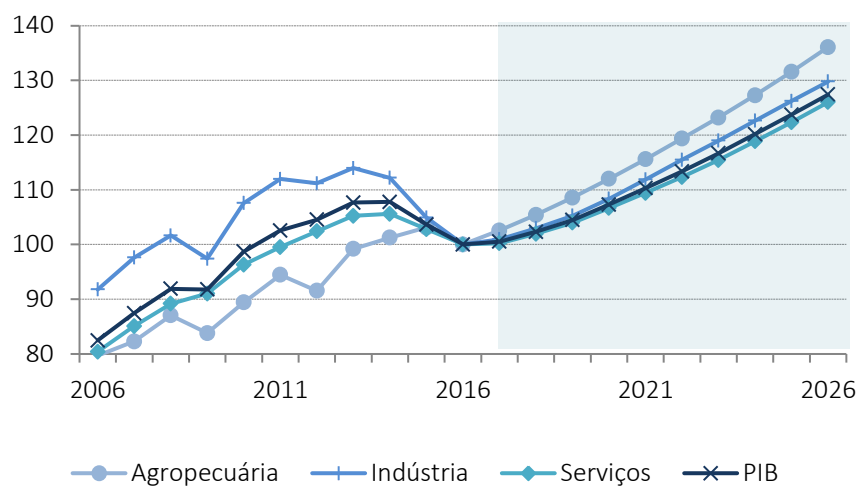
Neste estudo, considera-se que a retomada do crescimento se dará mais fortemente ao final do primeiro quinquênio. A fraca demanda permanecerá nos primeiros anos, decorrente da maior persistência do desemprego, das restrições de crédito e da baixa confiança dos consumidores e investidores. Isso levará a um crescimento mais fraco de setores dependentes do mercado interno, como os serviços e setores da indústria de construção civil e alguns da transformação, como cimento, papel, e setores produtores de bens de consumo duráveis (veículos, eletrodomésticos) e de bens de capitais (produção de máquinas e equipamentos).

No segundo quinquênio, em razão da retomada da demanda interna e do excesso de capacidade ociosa existente, projeta-se maior crescimento da indústria, especialmente das indústrias de transformação e de construção civil. Setores primário-exportadores, como a agropecuária e alguns setores da indústria extrativa (minério de ferro e petróleo) e de transformação (como celulose), serão beneficiados pela competitividade natural brasileira e apresentarão crescimento mais vigoroso ao longo de todo o horizonte. Dessa forma, o crescimento será puxado mais fortemente por setores primário-exportadores, enquanto a indústria mais intensiva em bens de capital (transformação, construção civil) e serviços apresentarão um crescimento mais modesto.

² Até o momento do fechamento deste capítulo, ainda não haviam sido divulgadas as Contas Nacionais Trimestrais do quarto trimestre.

Gráfico 6. Evolução do crescimento do PIB setorial

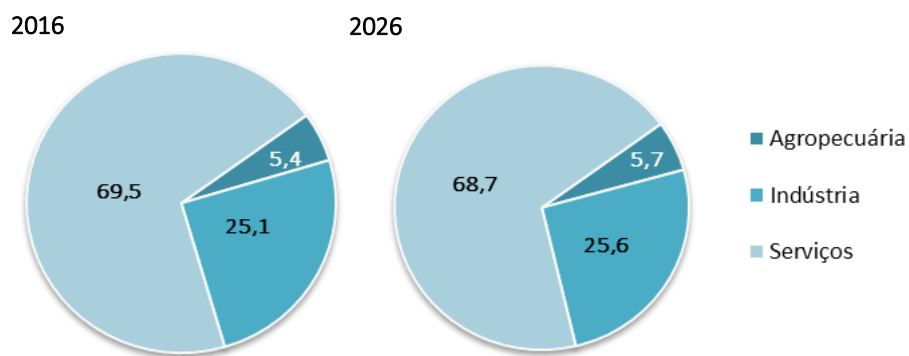
2016 = 100



Fonte: IBGE e EPE (projeções).

Gráfico 7. Evolução das participações setoriais no PIB

% do PIB



Fonte: IBGE e EPE (projeções).

AGROPECUÁRIA

O Brasil é um grande player no comércio mundial de *commodities* agrícolas, sendo um dos líderes mundiais em produção de soja, milho, café e carne bovina.

Projeta-se que a demanda por alimentos e bioenergéticos (como etanol e biodiesel) nos próximos anos continuará expandindo em função do crescimento populacional, do aumento da renda mundial e da evolução das políticas energéticas na direção de fontes mais limpas e sustentáveis.

O País tem boas condições de atender essa demanda, fazendo parte de um seleto grupo de países com disponibilidade de terra capaz de viabilizar esse crescimento, inclusive pela liberação de terras promovida pelos ganhos de eficiência na pecuária, hoje de perfil majoritariamente extensiva.

Para o horizonte de dez anos, estima-se um crescimento da ordem de 35% na produção de soja em grãos, 24% da produção de milho, 29% da produção de café e 21% da produção de carne bovina, segundo relatório do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA (2016).

As exportações desses bens deverão crescer 40%, 52%, 28% e 36%, respectivamente, nesse horizonte. Projeta-se no período um crescimento médio do setor agropecuário de 3,1% a.a., consideravelmente acima da média do PIB, ganhando participação na economia brasileira e no comércio mundial de alimentos.

SERVIÇOS

Nos últimos dois anos, o setor de serviços registrou as primeiras taxas negativas de crescimento desde o início da série histórica em 1996, revertendo a tendência de crescimento vigoroso de 3,6% a.a. em média observadas nos últimos anos (2006-2014).

Esse resultado é fruto da retração da demanda interna, decorrente da crise e do aumento do desemprego, que, associado a altas taxas de inflação e juros, atuaram para a deterioração da massa salarial e do poder de compra dos agentes,

com consequente aumento do endividamento das famílias.

No horizonte de estudo espera-se uma reversão desse quadro em meados do primeiro quinquênio, com uma trajetória de elevação suave da renda e do consumo das famílias, seguida por um crescimento mais vigoroso no segundo quinquênio. Para o horizonte decenal, estima-se um crescimento com média de 2,3% a.a.

INDÚSTRIA

Em relação à indústria, considera-se que o setor crescerá a uma taxa média de 2,6% a.a., puxada pelo bom desempenho da indústria extrativa mineral e, uma vez recuperada a demanda, pela retomada das indústrias de transformação e construção civil, ao longo do horizonte.

Considerando-se que, segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2017) o nível de utilização da capacidade ociosa atingiu 76,6% em novembro de 2016, entende-se que há possibilidade dessas indústrias retomarem sem que haja esforços significativos em investimentos.

Projeta-se um crescimento médio de 4,8% a.a. para a indústria extrativa em função da sua boa competitividade no mercado internacional e da expectativa de crescimento da demanda por minério de ferro e petróleo, tanto interna (a partir do segundo quinquênio), quanto mundial, considerando principalmente a recuperação do crescimento nos EUA e na Europa, e que a China continuará crescendo a altas taxas, embora em um ritmo menor que o anterior.

Em relação ao setor de construção civil e infraestrutura, espera-se que o setor reverta o quadro negativo recente e volte a crescer ao final do primeiro quinquênio, atingindo um crescimento médio de 2,3% a.a. Tal setor apresenta grande potencial de crescimento, em decorrência do grande déficit habitacional e da precariedade da infraestrutura, quando comparado a países desenvolvidos, e mesmo alguns emergentes como a China.

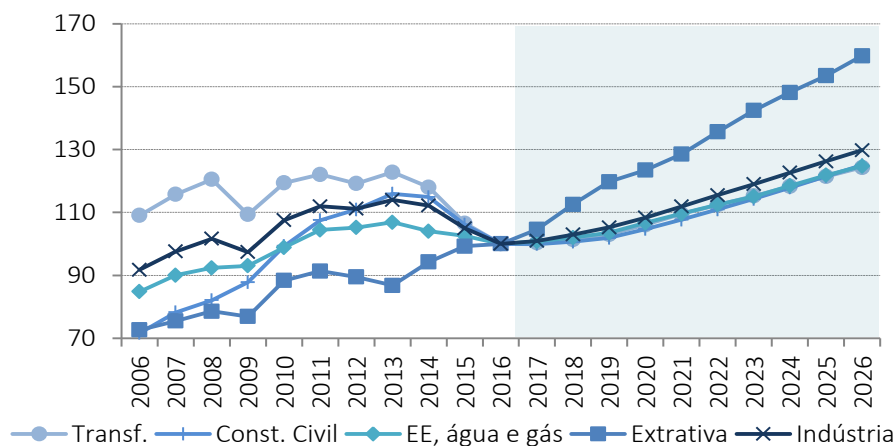
No caso da indústria de transformação, o forte impacto sofrido pela crise gerou um excesso de capacidade ociosa que permitirá uma expansão da produção sem necessidade de grandes investimentos no setor. A magnitude e a velocidade dessa retomada acompanharão o ritmo de reaquecimento da economia. Projeta-se um crescimento médio de 2,2% a.a.

Por fim, em relação ao setor de produção e a distribuição de eletricidade, de água e de gás,

considera-se que haverá um crescimento natural em função do aumento do acesso da população ao saneamento básico e do uso da energia na atividade da indústria e dos serviços, além do perfil de consumo das famílias, com mais pessoas tendo acesso aos itens da “linha branca” (geladeira, fogão, etc.) e outros equipamentos eletroeletrônicos. No horizonte decenal, projeta-se um crescimento de 2,2% ao ano.

Gráfico 8. Evolução do PIB dos setores industriais

2016 = 100



Fonte: IBGE e EPE (projeções).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> A população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos.

> Nossa expectativa é que o crescimento médio do PIB nacional seja de 2,5% ao ano ao longo dos próximos 10 anos.

> Há incerteza considerável na projeção de crescimento do PIB, em particular no seu crescimento potencial. Embora uma recuperação cíclica no curto prazo seja possível pelos efeitos da redução da taxa básica de juros e alto nível de ociosidade na economia, um crescimento sustentado mais elevado dependeria do enfrentamento de problemas estruturais complexos.

> Em termos setoriais, nossa expectativa é que o crescimento econômico seja puxado mais fortemente por setores primário-exportadores, enquanto a indústria mais intensiva em bens de capital (transformação, construção civil) e o setor serviços apresentem um crescimento mais modesto.

2. Demanda de Energia

Em consonância com o cenário econômico delineado, o consumo final de energia passa a primeira metade da década crescendo a taxas mais modestas (1,4% a.a.) que se aceleram no segundo quinquênio (2,3% a.a.). Dessa forma, o consumo cresce à taxa média de 1,9% anuais entre 2016 e 2026, atingindo uma elasticidade-renda de 0,76.

A eficiência energética, aliada a uma mudança na participação dos setores no consumo de

energia, leva a uma redução gradual da intensidade energética ao longo da década.

Por fim, o consumo de energia per capita cresce 13% no decorrer do período em estudo. Entretanto, ainda assim o País ainda estará longe de atingir o nível de consumo médio de países desenvolvidos em 2026.

Tabela 1. Indicadores: consumo final de energia

Indicador	2016	2021	2026
Consumo Final de Energia (10 ⁶ tep)	256,9	275,4	309,1
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,24	1,29	1,41
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,065	0,063	0,062
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,71 (2016-2021)	0,80 (2021-2026)	0,76 (2016-2026)

Nota: Dados preliminares para 2016.

2.1 Consolidação por Setor

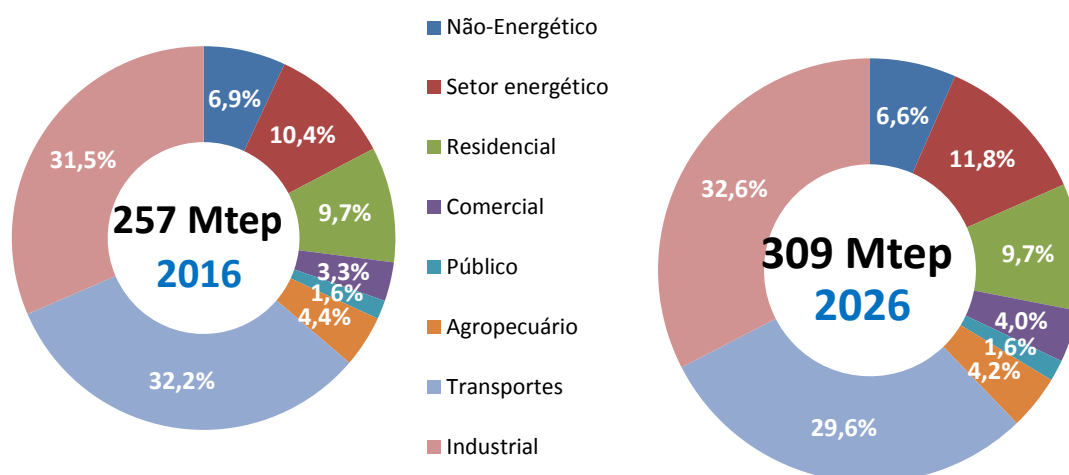
Entre 2016 e 2026, o setor energético é o que mais ganha importância no consumo final de energia, influenciado principalmente pelo aumento de produção do pré-sal, aliado ao incremento da produção do setor sucroalcooleiro.

Também se destaca o ganho de importância do setor comercial. Apesar de crescer em um ritmo mais modesto que o observado em histórico recente, espera-se que o setor ainda seja um dos principais vetores da economia brasileira para o período projetado.

O setor industrial, atualmente com alto nível de ociosidade, praticamente mantém a sua participação no consumo final de energia até 2026. Em grande medida, o consumo deste setor cresce com base na retomada da utilização da capacidade instalada, com necessidade de expansões de capacidade principalmente no segundo quinquênio.

Por outro lado, o setor de transportes é o que mais perde importância no período decenal e perde a liderança no ranking dos setores consumidores de energia. Entretanto, se mantém como um dos setores mais importantes neste âmbito, com destaque para o segmento de transporte rodoviário.

Gráfico 9. Consumo final de energia por setor



Nota: Dados preliminares para 2016.

2.1.1 INDUSTRIAL

No cenário econômico adotado espera-se que o valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolua à taxa média de 2,2% anuais, em grande medida a partir do reaproveitamento da utilização da capacidade instalada em alguns segmentos.

Destacam-se positivamente os segmentos de celulose, alumínio e fertilizantes. A produção de celulose tem vantagem comparativa no Brasil e espera-se que novas unidades industriais sejam instaladas, sobretudo no próximo quinquênio. No caso do alumínio, sua produção foi bastante debilitada recentemente por perda de competitividade decorrente do aumento de custo da energia elétrica e espera-se que parte da utilização da capacidade instalada seja retomada nos próximos anos, incentivada pela perspectiva de melhoria dos condicionantes do setor elétrico. Já a produção de fertilizantes nitrogenados considera o incremento da capacidade instalada.

Espera-se que a construção civil retome o vigor das atividades apenas ao final do primeiro quinquênio, quando a economia brasileira atingirá níveis maiores de crescimento do PIB.

Dessa forma, o cenário adotado para o valor adicionado da indústria brasileira prevê um

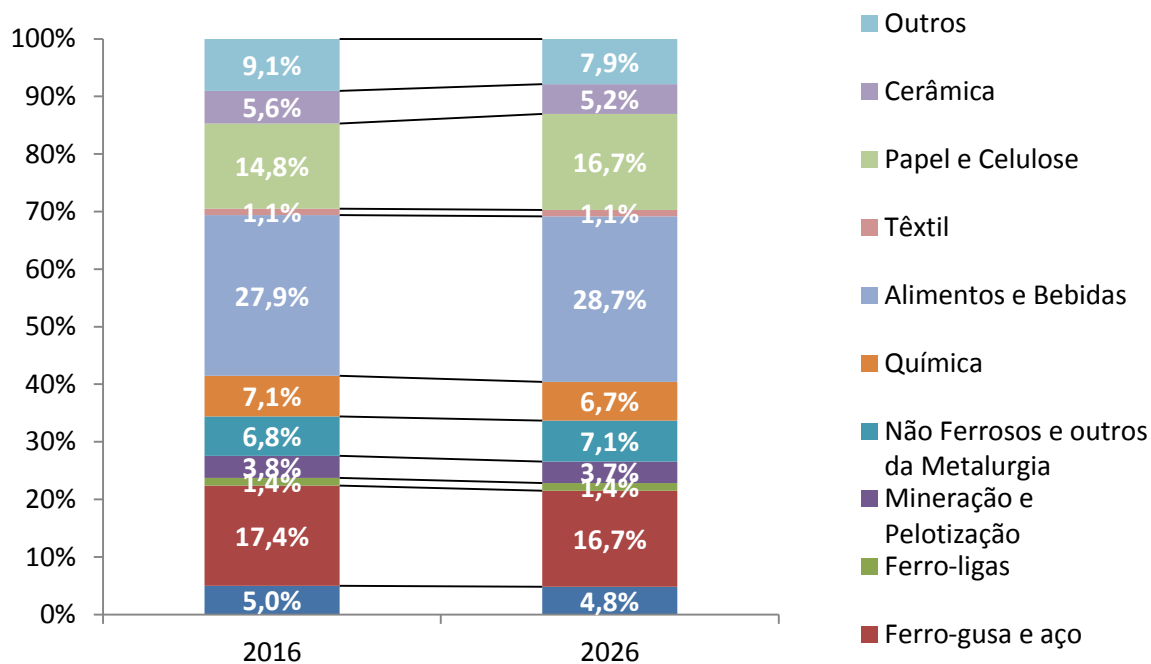
crescimento de 1,8% anuais no primeiro quinquênio e uma aceleração para 2,6% ao ano no segundo, com uma média de 2,2% no decênio.

Em termos de consumo de energia, espera-se que o setor industrial cresça à taxa de 2,2% anuais, alinhada com a perspectiva de valor adicionado, atingindo o montante de 101 milhões de tep em 2026. Destacam-se os segmentos de papel e celulose e de alimentos e bebidas, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de cerâmica, ferro-gusa e aço, química e outras indústrias.

Sob a ótica do consumo por fonte, o gás natural é a única fonte fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. As demais fontes fósseis, notadamente o carvão mineral e derivados, além dos derivados de petróleo, têm redução de importância no período em análise.

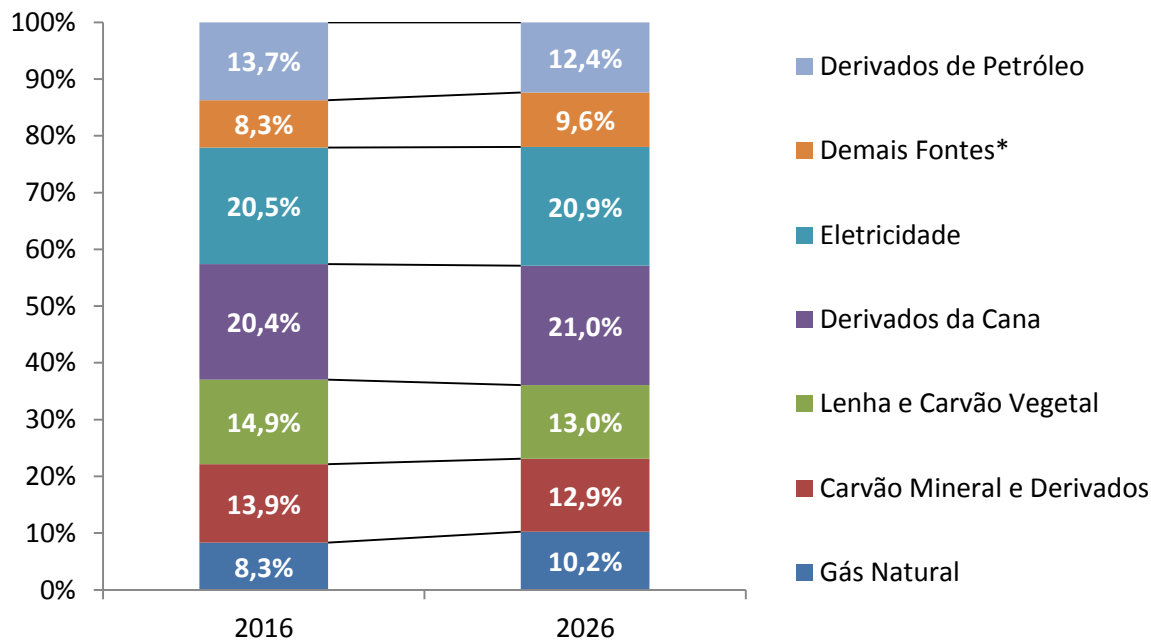
Por outro lado, ganham participação fontes com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa. São elas: a eletricidade, os derivados da cana e as demais fontes, em especial a lixívia obtida no processo produtivo da celulose. O único grupo de fontes renováveis que perde espaço até 2026 é o de lenha e carvão vegetal, que têm baixo rendimento energético e que são substituídos gradativamente por fontes mais eficientes.

Gráfico 10. Setor industrial: Consumo final de energia por segmento



Nota: Dados preliminares para 2016.

Gráfico 11. Setor industrial: Consumo final de energia por fonte



Notas: Dados preliminares para 2016.

*Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis

2.1.2 TRANSPORTES

A frota de veículos leves representa cerca de 95% da frota total de autoveículos (caminhões, ônibus e veículos leves).

Na próxima década, o licenciamento de veículos leves será impactado por fatores como: i) demanda reprimida por veículos novos ao longo do período de crise; ii) grau de envelhecimento da frota; iii) alto potencial de mercado dada a baixa motorização; e iv) aumento da competitividade na indústria automotiva. Estima-se que a frota de veículos leves alcance 52 milhões de unidades em 2026, o que corresponde a uma taxa de motorização de 4,3 habitantes por autoveículo.

A atividade total do transporte de passageiros aumentará cerca de 4% ao ano, entre 2016 e 2026. O transporte coletivo atenderá a maior parte do crescimento da demanda por mobilidade no período considerado.

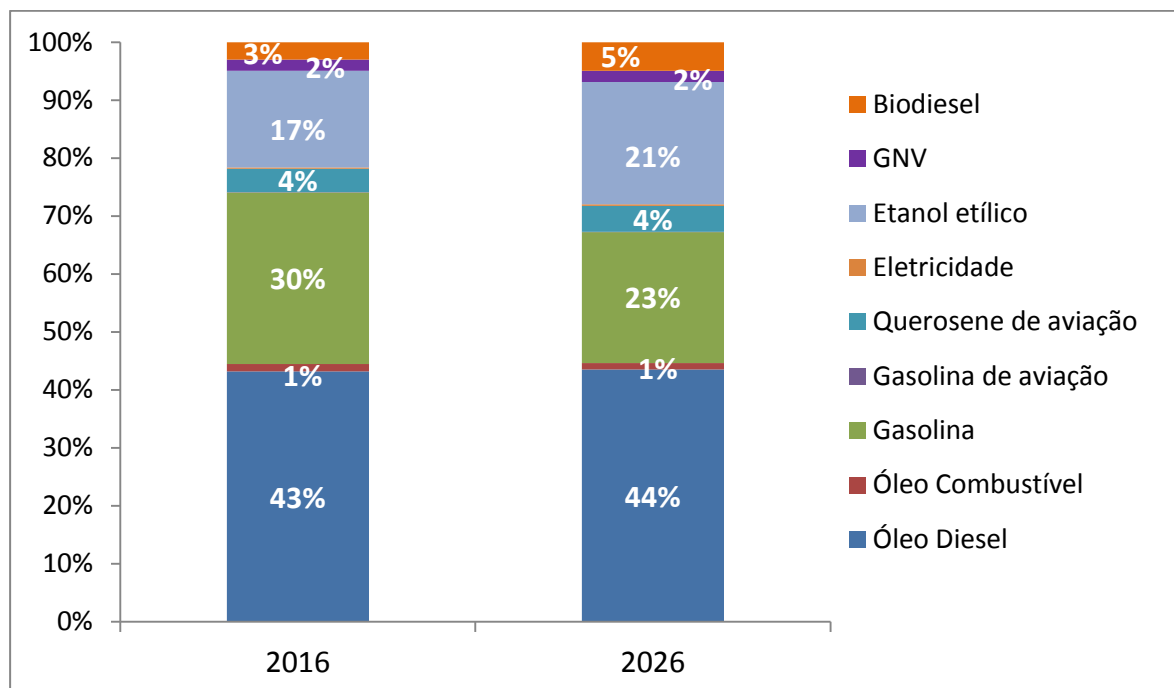
A expansão da participação do transporte coletivo sobre a atividade total de passageiros, aliada

aos avanços tecnológicos dos veículos, contribui para o aumento da eficiência energética no sistema.

No caso do transporte de cargas, considerou-se que a atividade aumenta 3,5% a.a. entre 2016 e 2026. O modal ferroviário assumirá participação crescente na matriz de atividade de cargas, passando de 27,2% para 31,4% no período de projeção, dado que projetos ferroviários com execuções físicas avançadas devem entrar em operação. No entanto, o transporte de cargas através de caminhões a diesel continuará altamente preponderante.

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 1,6% a.a. entre 2016 e 2026, com destaque para o crescimento da participação do etanol hidratado e óleo diesel. A demanda de eletricidade, apesar de seu alto crescimento, apresenta ainda uma pequena participação de 0,3% em 2026.

Gráfico 12. Participação dos tipos de energia na demanda energética do setor de transportes



Nota: Dados preliminares para 2016.

Por fim, um tema relevante para o setor de transportes são os carros elétricos. Em um contexto de redução de emissões veiculares (locais e globais) e de reforço de segurança energética, diversos países buscam estratégias de aumento da eficiência veicular, melhoria das tecnologias existentes e substituição da combustão interna por novas tecnologias automotivas. Nesse sentido, os veículos elétricos e híbridos têm sido apresentados como alternativas disruptivas às tecnologias convencionais (combustão interna), que aceleram a consecução dos

objetivos de política energética e ambiental de boa parte dos países. Mas, de fato, poucos países dispõem de alternativas automotivas que lhes permitam atender simultaneamente seus objetivos de redução de emissões e de garantia de segurança energética, como o etanol carburante no Brasil. Como discutido no box 2.1, no horizonte do PDE 2026 a EPE projeta que a frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos com motores a combustão interna ciclo Otto (majoritariamente *flex fuel*).

BOX 2.1 – ENTRADA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E HÍBRIDOS NO HORIZONTE DO PDE 2026

Ainda que haja um movimento global para a adoção de novas tecnologias veiculares, cabe ressaltar que as transições energéticas são processos usualmente lentos, como revela a história da indústria de energia. Isso porque, além dos desafios iniciais de entrada no mercado e do processo de sucateamento e reposição de veículos, ao longo do processo de disseminação das novas tecnologias surgem questões que não eram tão relevantes (pressão sobre os preços de insumos e materiais, custos de descarte e reciclagem de baterias, universalização da infraestrutura, limites de orçamento público para introdução e/ou *scale-up* dos incentivos, etc.), os quais podem contrabalançar parte dos ganhos de escala esperados da produção de novas tecnologias.

No Brasil, em particular, há aspectos específicos que sugerem uma transição energética ainda mais tardia na indústria automotiva, entre os principais:

- O elevado preço de aquisição de veículos híbridos ou elétricos, já que os modelos comercializados, mesmo com incentivos, têm preços de venda ao consumidor entre R\$ 115 a 250 mil, em média (Carros UOL, 2015). Até dezembro de 2016, haviam sido licenciados no total acumulado no país menos de 3,5 mil veículos híbridos e elétricos (ANFAVEA, 2016);
- A preferência revelada pelo consumidor nessa faixa de preços é por maiores e luxuosos como *SUVs*, *Pick ups* (caminhonetes), furgões e sedans médio de luxo (FEBRANAVE, 2015), com características bem distintas daquelas dos veículos híbridos e elétricos - em geral, veículos de menor porte. É possível que estes se restrinjam, por algum tempo, a um nicho de segundo veículo para faixas de renda mais elevadas. Assim, haveria limites, além do preço, no potencial de mercado desses veículos;
- Mesmo havendo uma ampla cobertura de rede elétrica no país, há uma série de adaptações e aperfeiçoamentos da infraestrutura de abastecimento para veículos elétricos e de descarte e reciclagem de baterias no Brasil. Essas questões incluem questões simplórias como a recarga e a cobrança em garagens de condomínio (tarifação horária?) até problemas mais complexos como a previsão de carga e o reforço de rede considerando os diversos locais de recarga possíveis (o veículo poderá ser abastecido em casa, no trabalho, no shopping, no supermercado, etc.). A estrutura de segurança e proteção ambiental no descarte e na reciclagem de baterias também precisará ser desenvolvida.

- Mesmo em países e regiões com elevado nível de renda, a disseminação de tecnologias veiculares híbridas e elétricas tem sido baseada em forte estrutura de incentivos governamentais. É difícil pensar em tais incentivos no Brasil nos próximos anos em função das restrições fiscais e orçamentárias. Ademais, caso se opte por políticas públicas de desenvolvimento de novas tecnologias veiculares no país, é razoável supor que essas serão direcionadas para o desenvolvimento de plataforma para veículo híbrido *flex fuel*.
- Por fim, as políticas públicas para o atendimento de metas de redução de GEEs no setor transporte e ampliação da segurança energética têm sido a principal motivação para a definição de esquemas de incentivo a substituição de veículos a combustão interna por híbridos e elétricos. O Brasil, contudo, tem a alternativa de biocombustível avançado (etanol de cana), o que traz diversas externalidades positivas para a economia do país.

Ressalte-se que a rapidez da introdução dos veículos *flex fuel* no Brasil esteve bastante relacionada ao fato de não necessitar de mudanças tecnológicas construtivas não muito significativas em relação à estrutura do motor construído até então e por ser uma alternativa *drop-in*, sem maiores necessidades de ajustamento da infraestrutura de abastecimento de combustíveis (ao contrário dos veículos híbridos *plug-in* e elétricos). Esta última vantagem também se manteria no desenvolvimento da plataforma de veículo híbrido *flex fuel*, em função da importância dos biocombustíveis no país.

Diante do exposto, nos próximos dez anos, a EPE projeta que a frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos com motores a combustão interna ciclo Otto (majoritariamente *flex fuel*), sendo a participação esperada de veículos híbridos na frota menor do que 1% em 2026. Cabe destacar que, em tal horizonte, são considerados apenas veículos híbridos, sendo que os mesmos são assumidos como híbridos *flex fuel* a partir de 2021.

Nesse sentido, considera-se que a participação dos biocombustíveis na matriz veicular brasileira permanecerá relevante, através dos veículos do ciclo Otto, abastecidos com etanol carburante. Os desafios de estímulo à maior participação dos biocombustíveis na matriz serão diversos, como apontados no PDE 2026. Todavia, espera-se que ações governamentais em andamento como o RenovaBio e a Plataforma (internacional) Biofuturo – uma coalizão internacional, liderada pelo Brasil, visando acelerar o desenvolvimento e a implantação de biocombustíveis avançados -contribuam para a superação desses desafios e reafirmem os esforços do Brasil com o desenvolvimento energético sustentável.

Observe que a inserção de veículos elétricos, dadas suas características (tempo de recarga, alto custo de capital, autonomia limitada), traz consigo um grande potencial disruptivo que vai muito além do abastecimento do veículo, principalmente se vier aliado a mudanças nas características dos deslocamentos dos indivíduos, sua relação com a posse do automóvel e a maior integração com transportes coletivos e não motorizados. Assim, os avanços na eficiência do veículo podem vir acompanhados de eficiência nas viagens e no sistema de transporte de passageiros como um todo.

Neste contexto de mudança de comportamento, surge o conceito de mobilidade como serviço, a exemplo do *car sharing* no qual o consumidor não tem a posse do veículo, mas usufrui ter suas necessidades de mobilidade atingidas de forma eficiente. O serviço de *car sharing* estimula padrões de mobilidade menos dependente do automóvel e mais colaborativas, além do uso mais racional do carro (menos viagens). Pelo ponto de vista das montadoras, o *car sharing* pode ser uma porta de entrada para o mercado de veículos elétricos, pois através dele, novos consumidores experimentam a tecnologia e podem se tornar potenciais compradores.

Assim, os veículos elétricos podem contribuir para o avanço da mobilidade urbana no Brasil, além de ampliar os ganhos potenciais de eficiência energética nos transportes de passageiros, caso sua inserção esteja em consonância com as diretrizes da Política Nacional de Mobilidade Urbana (Lei 12.587, de 3/1/2012), tais como: (i) integração entre os modos e serviços de transporte urbano; (ii) mitigação dos custos ambientais, sociais e econômicos dos deslocamentos de pessoas e cargas na cidade. Deve-se ainda ressaltar o princípio da justa distribuição dos benefícios e ônus decorrentes do uso dos diferentes modos e serviços e equidade no uso do espaço público de circulação, vias e logradouros.

2.1.3 RESIDENCIAL

Espera-se que o consumo total de energia no setor residencial cresça 1,8% ao ano entre 2016 e 2026, resultado conjunto do aumento da renda médias das famílias, do número de novos domicílios, das políticas de eficiência energética e da expansão da malha de distribuição de combustíveis.

A eletricidade continua sendo a principal fonte de energia dos domicílios, graças à universalização do serviço de distribuição e ao aumento do estoque de eletrodomésticos, decorrente da elevação da renda média das famílias e do número de novos domicílios no horizonte decenal. Por outro lado, políticas que estabelecem índices mínimos de eficiência energética induzirão a redução do consumo médio do estoque de equipamentos.

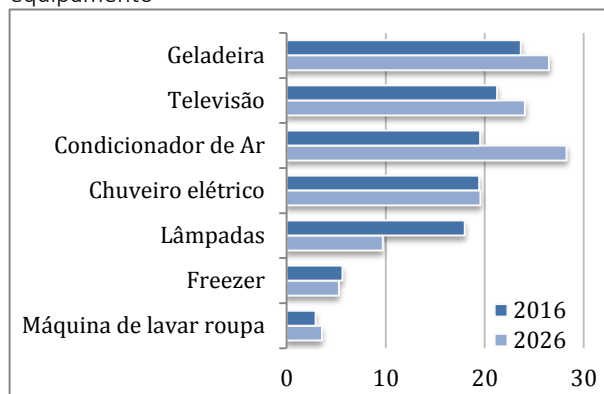
Tabela 2. Posse média de equipamentos

Equipamento	2016	2021	2026
	unidades/100 domicílios		
Condicionador de ar	46	56	60
Geladeira	108	108	110
Freezer	18	17	15
Chuveiro elétrico	65	61	58
Máquina de lavar roupa	68	74	76
Televisão	181	183	186
Lâmpadas ⁽¹⁾	8,9	9,1	9,3

Nota: (1) Lâmpadas/domicílio

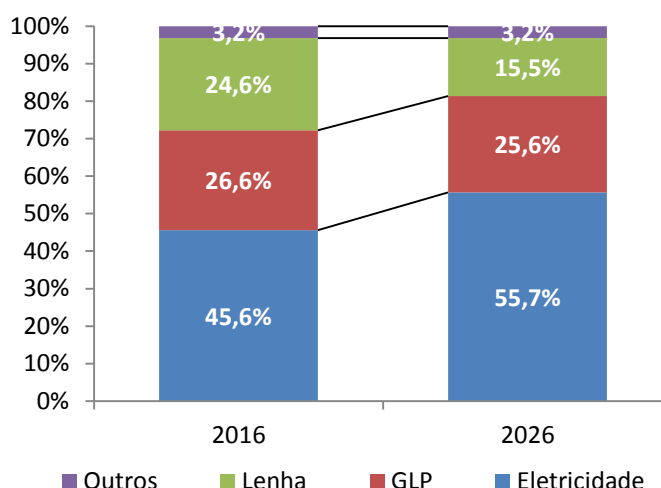
O consumo de energia dos principais equipamentos residenciais crescerá, com destaque para o condicionador de ar que, por conta da ampliação do seu acesso pelas famílias, será o principal responsável pelo consumo de energia elétrica nos domicílios. Já a lâmpada será o dispositivo que apresentará a maior redução da participação no consumo total, resultado do fim da comercialização de lâmpadas incandescentes mais populares nas residências, com maior consumo médio, e da maior penetração de lâmpadas fluorescentes compactas e de LED (*light-emitting diode*), mais eficientes. Nesse contexto, o consumo de energia elétrica no setor residencial 3,9% ao ano.

Gráfico 13. Consumo de energia elétrica por equipamento



Notas: Dados preliminares para 2016.

No consumo dos demais combustíveis, utilizados predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destaca-se o crescimento do GLP em função da substituição parcial da lenha e do carvão vegetal, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural. Já o gás natural deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas. A demanda por GLP crescerá 1,4% ao ano em função da substituição parcial da lenha e do carvão, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural. Por outro lado, mesmo partindo de uma base de consumidores ainda pequena, o gás natural deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas e crescerá 6,3% ao ano.

Gráfico 14. Consumo final de energia no setor residencial

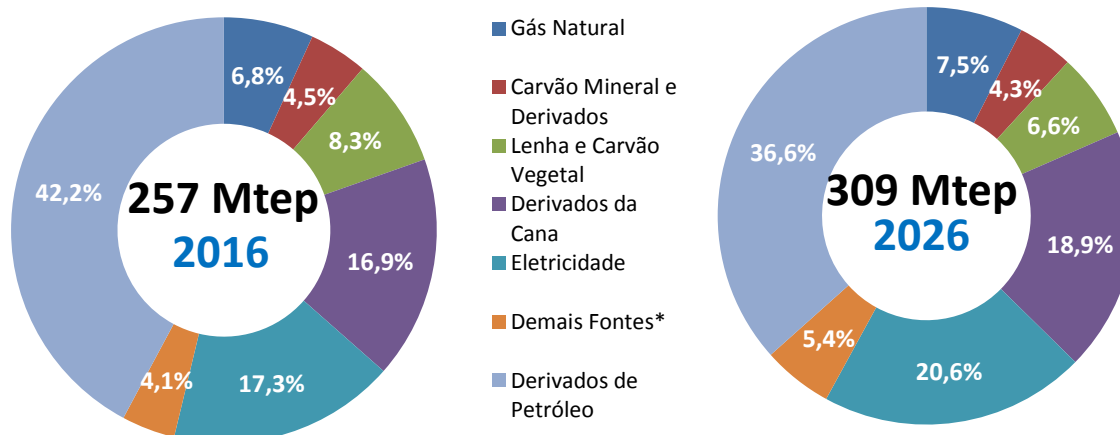
Nota: Dados preliminares para 2016

2.2 Consolidação por Fonte

As expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte no decênio mostram a manutenção da tendência de crescente eletrificação do País, atingindo um incremento médio anual de 3,7%. O gás natural e os derivados da cana, além das outras fontes (incluindo biodiesel) também ganham importância ao longo do período.

Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, com um crescimento médio de 0,4% anuais no decênio. Parte de seu mercado potencial é abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes.

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

Gráfico 15. Consumo final de energia por fonte

Notas: Dados preliminares para 2016.

*Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

2.2.1 BIOCOMBUSTÍVEIS

No que tange aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no decênio são o biodiesel (6,8% a.a.), o álcool etílico (3,9% a.a.) e a lixívia (3,7% a.a.), sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.

A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 7,0%, em 2016, para 11,0%, em 2026. Já o etanol cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva.

Por outro lado, espera-se que a lenha tenha uma redução do seu uso final (-0,7% ao ano), atrelada à melhoria gradual do poder econômico da população brasileira, e é substituída por outras fontes com melhor rendimento energético, como é o caso do GLP no setor residencial.

No período 2016-2026, o etanol tem um expressivo aumento do consumo final, sendo que boa parte deste incremento advém do etanol hidratado (7,2% anuais), a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol anidro tem uma redução média anual da demanda de 3,1%, atrelada ao cenário de consumo de gasolina C.

Gráfico 16. Consumo final de etanol por tipo

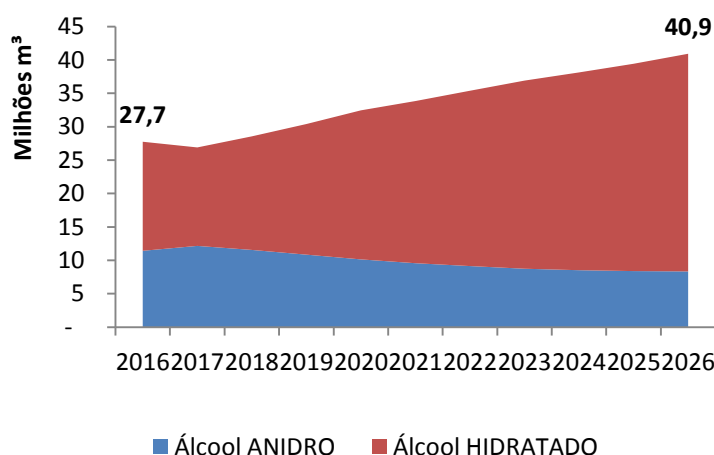
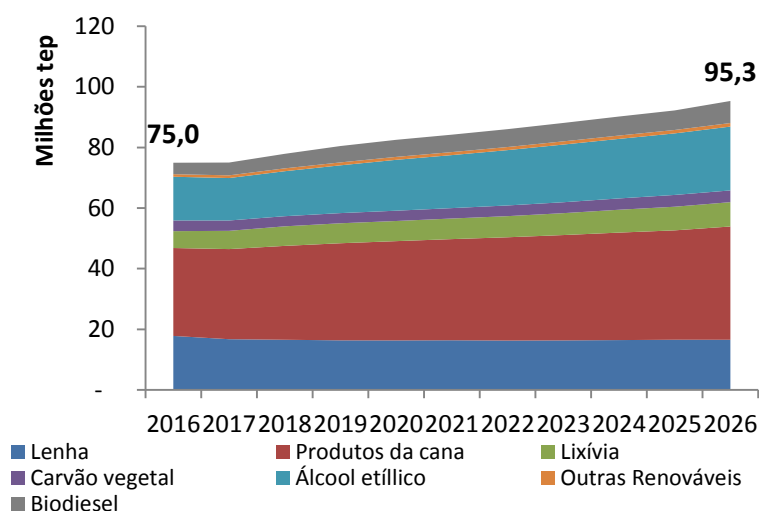


Gráfico 17. Consumo final de biocombustíveis, por fonte



2.2.2 DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar de ter uma participação decrescente na matriz de consumo final, os derivados de petróleo ainda se manterão com alta importância. No período decenal, esta parcela cresce à taxa de 0,4% ao ano.

O óleo diesel mineral é a principal fonte utilizada para 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, ainda ganha importância entre os derivados de petróleo, com um crescimento médio anual de 1,6%.

O óleo combustível tem seu consumo final impulsionado principalmente pelo setor industrial, em especial nos segmentos de não ferrosos, alimentos e bebidas e papel e celulose.

A gasolina apresenta redução de importância entre os derivados de petróleo, uma vez que o etanol toma parte de seu espaço na demanda de veículos leves.

A nafta tem seu consumo final destinado somente à sua utilização como matéria-prima para fins petroquímicos. No decênio, não há implementação de novas unidades. Assim, o

incremento da demanda de nafta se dá apenas através da reutilização da capacidade instalada petroquímica existente.

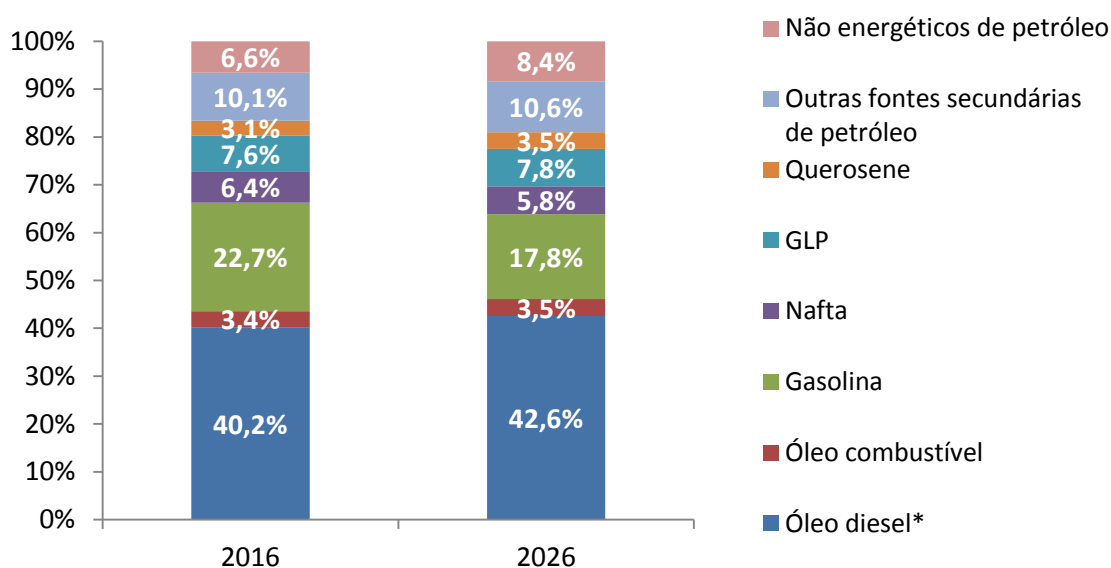
O GLP tem seu principal uso no setor residencial e substitui parte da lenha utilizada. Desta forma, é um dos derivados de petróleo que ganha importância no decênio.

Quase a totalidade da demanda de querosene se dá no setor de transportes, através do uso de QAV em aviões. Espera-se que este segmento demonstre boa dinâmica ao longo do período em estudo e gere um incremento médio anual da demanda de 2,6%

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 do vigor econômico do setor de cimento.

Já entre os produtos não energéticos de petróleo (asfaltos, solventes, lubrificantes e outros não energéticos de petróleo), os asfaltos são os que mais ganham importância relativa, com um crescimento de 3,4% ao ano.

Gráfico 18. Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte



Notas: Dados preliminares para 2016.

2.2.3 GÁS NATURAL

A projeção da demanda de gás natural para os próximos dez anos resulta de análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto às Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado e aos consumidores industriais de gás natural. Ademais, essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural.

Os estudos de demanda de gás natural geram o cenário de demanda setorial (industrial, comercial, residencial, setor de transportes e produção de energia) no horizonte decenal, por unidade da federação e desagregada por município. A metodologia *bottom-up* parte da coleta de dados, junto às distribuidoras de gás natural e grandes consumidores industriais, seguida de uma análise de consistência econômica e energética. O resultado é a projeção de consumo de gás natural esperada no horizonte decenal.

Adicionalmente, um aspecto fundamental na avaliação da penetração do gás natural na indústria consiste na competição direta com energéticos substitutos. O uso do gás natural na indústria é diversificado e apresenta vantagens com relação à logística, ao rendimento e manutenção dos equipamentos. É aplicável para geração de calor e força motriz, além do uso como matéria-prima, sendo substituto direto de grande parte dos combustíveis industriais.

No entanto, a grande maioria dos segmentos industriais não faz uso cativo do gás natural conferindo à competitividade o papel chave para a penetração do combustível. O grande leque de combustíveis substitutos faz com que sua demanda seja altamente influenciada pelo preço dos concorrentes.

A competitividade é avaliada segundo as lógicas de uso por segmento industrial e por faixa de consumo. Por exemplo, no segmento de cerâmica

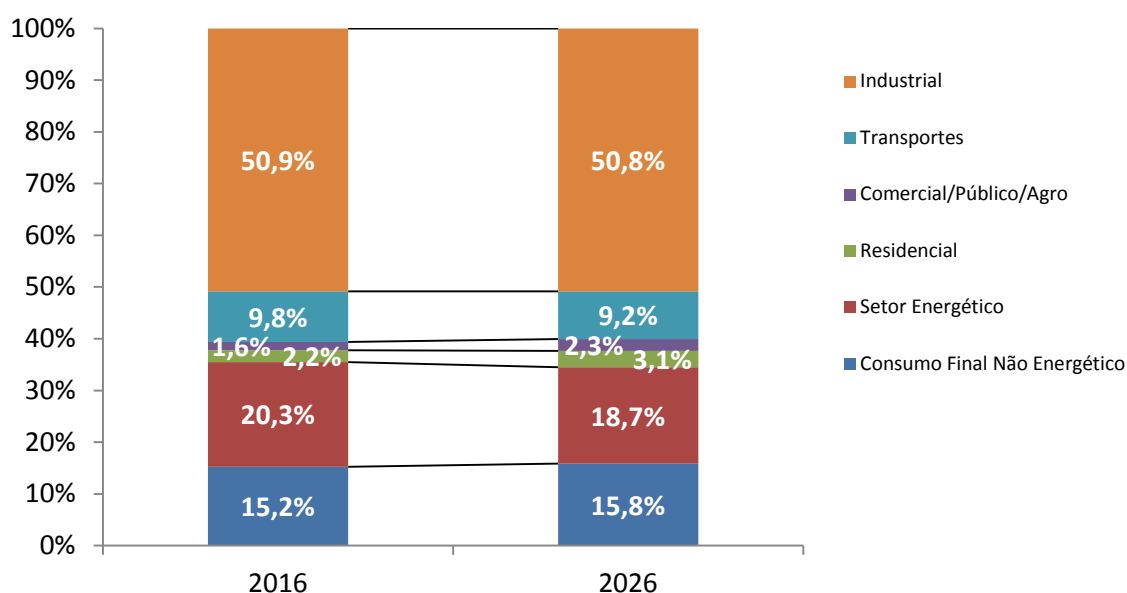
branca o uso do gás natural agrega valor ao produto final e, conseqüentemente, a atratividade para o energético é alta. Já no setor de cimento os benefícios são poucos, frente a gama de substitutos possíveis e mais baratos no processo, o que torna a atratividade do gás natural muito baixa.

Outra consideração de grande relevância é a identificação de condições particulares de competitividade em âmbito regional, que permeiam diversos segmentos industriais. Um exemplo seria a competição com a biomassa, que, a depender da região, pode ter inúmeros fornecedores, propiciando segurança de fornecimento e redução no preço.

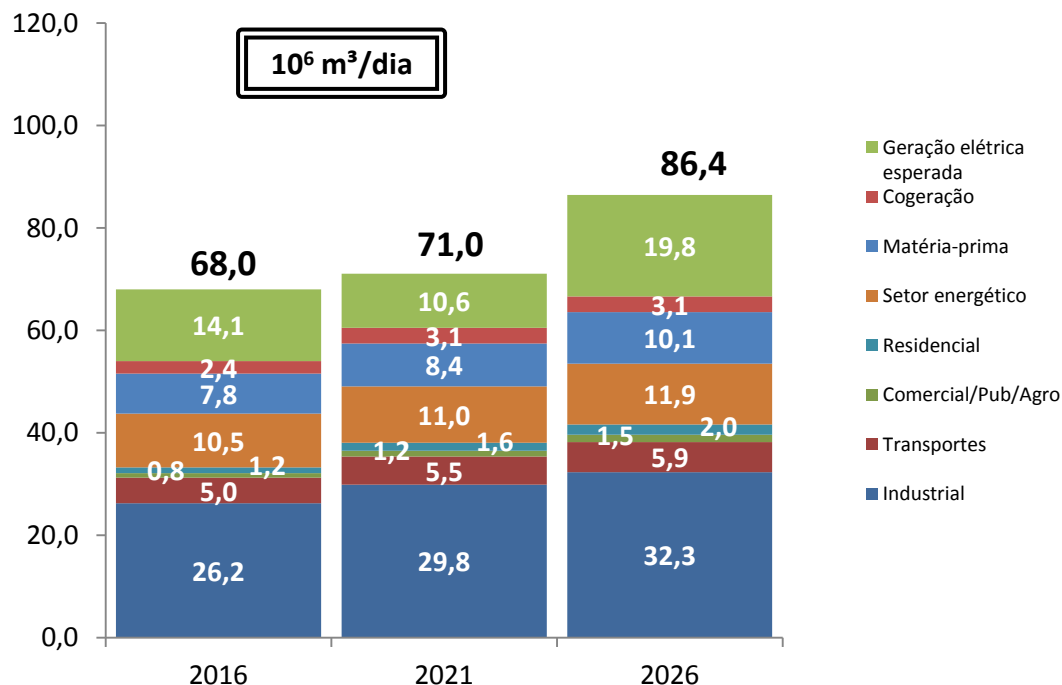
Quanto ao consumo final de gás natural, observa-se a manutenção da posição dos setores ao longo do horizonte do plano. O setor industrial mantém-se como principal consumidor com 50,8% de participação no consumo final de gás natural em 2026. Destaque para o ganho de participação dos setores residencial e comercial/público/agro que mesmo ainda com participação modesta ao final do período, respectivamente 3,1% e 2,3%, apresentaram crescimento da ordem de 5,5% ao ano ao longo do horizonte do estudo.

Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.

Além da geração esperada, existe um potencial relevante de aumento da geração elétrica adicional, associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas, dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta, tema do Capítulo de Geração de Energia Elétrica.

Gráfico 19. Gás Natural: Participação no consumo final de energia por setor

Notas: (1) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.
 (2) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.
 (3) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria.

Gráfico 20. Gás Natural: Consumo total por setor

Notas: (1) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.
 (2) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.
 (3) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria.

BOX 2.2 – IMPACTOS DO CENÁRIO ALTERNATIVO NO CONSUMO DE GÁS NATURAL

Mesmo antes da crise econômica, já se observava um arrefecimento das expectativas de crescimento do mercado de gás natural nas sucessivas revisões do PDE, pela perda de competitividade do gás natural frente aos energéticos concorrentes. Um cenário econômico mais otimista, naturalmente impactaria positivamente o consumo de gás natural, entretanto o aumento da competitividade do gás natural é fundamental para que este mercado mude de patamar. O aumento da competitividade do gás natural passa tanto por questões objetivas, como o preço do energético frente aos seus concorrentes, quanto por questões subjetivas, como a confiança do consumidor no fornecimento do energético ou a insegurança para a conversão de equipamentos e mudança de tecnologia.

A desverticalização do mercado em virtude da necessidade do programa, já em curso, de desinvestimento da Petrobras representa grande oportunidade de ingresso de novos agentes no setor. Muitas questões que hoje representam entraves ao mercado de gás natural já estão sendo discutidas com representantes do setor no âmbito do programa Gás Para Crescer do MME, com destaque para a implementação de medidas de estímulo à concorrência, que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural, a harmonização entre as regulações estaduais e federal, a regulação do mercado livre e a redução da assimetria de informações, aumentando a transparência e previsibilidade do mercado, entre tantas outras medidas e iniciativas. Se adequadamente endereçadas, essas questões tem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos.

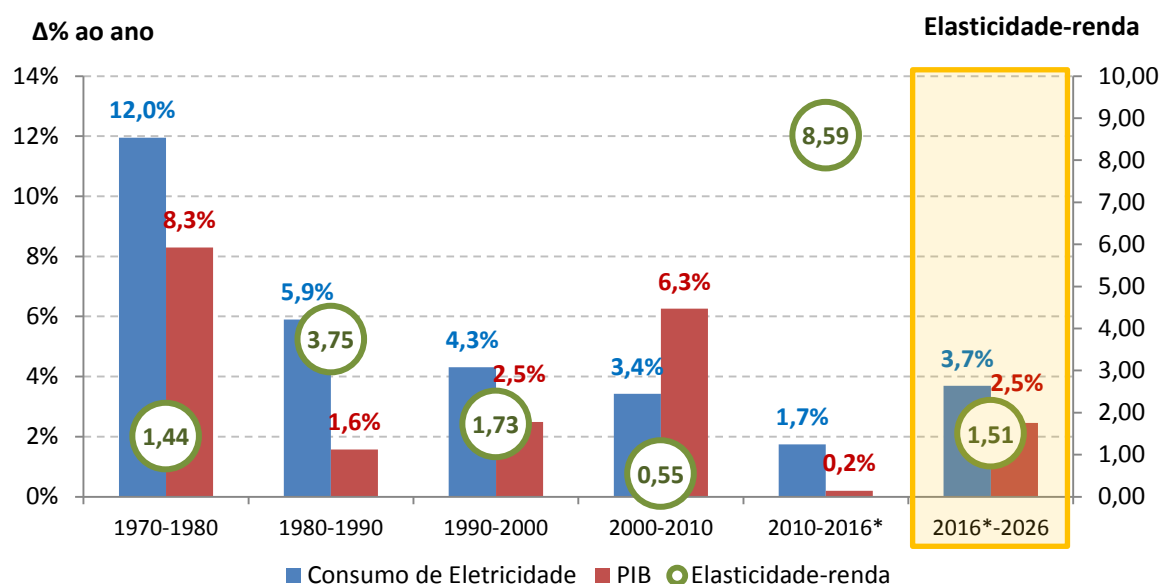
2.2.4 ELETRICIDADE

A eletrificação crescente é uma tendência verificável no período decenal. Desta forma, espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 50% a mais que a economia brasileira, fato refletido no indicador de elasticidade-renda de 1,51. Este indicador é afetado diretamente pelo incremento acelerado da autoprodução clássica, que cresce à taxa média anual de 4,5%, contra 3,6% do consumo na rede, o que proporciona um aumento de 3,7% ao ano do consumo total.

O cenário econômico adotado para o período decenal é comparável ao ocorrido na década de 1990, quando o PIB apresentou um crescimento

médio anual de 2,5%. Entretanto, há uma grande diferença nas características de crescimento do consumo total de eletricidade nestes dois períodos. Na década de 90, o consumo de eletricidade cresceu à taxa de 4,3% ao ano, com fortes expansões dos setores residencial e comercial, além de grande peso da indústria no total consumido no País. Já a projeção para a próxima década aponta que os incrementos das classes comercial e residencial já se situem em patamares mais brandos, que a indústria cresça com mais vigor, se aproveitando da alta capacidade ociosa atual, e que o setor energético tenha forte expansão de consumo via autoprodução.

Gráfico 21. Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção Decenal



Nota: Dados preliminares para 2016.

Sob influência da eficiência energética e de uma nova distribuição setorial econômica, nota-se também uma queda da intensidade energética dos tempos atuais até 2026.

O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais (2,5% a.a.), que alcança o total de 89 milhões em 2026, e também pelo incremento do consumo médio residencial (1,4% anuais), atingindo 182 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).

Por fim, o cenário 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, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha constante. Já na segunda metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam à redução das perdas.

O consumo na rede cresce de forma acelerada ao longo do decênio, seguindo a retomada apontada no cenário econômico. Dessa forma, o crescimento esperado no primeiro quinquênio (3,2% ao ano) é inferior ao dos cinco anos seguintes (3,9% ao ano).

Tabela 3. Indicadores: consumo de eletricidade

Discriminação	2016	2021	2026	2016-2021	2021-2026	2016-2026
				Crescimento médio (% a.a.)		
População Total (milhão)	207	214	220	0,7	0,5	0,6
Consumo Total (TWh)	516	609	741	3,4	4,0	3,7
Autoprodução Clássica (TWh)	56	70	87	4,5	4,5	4,5
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.492	2.844	3.370	2,7	3,5	3,1
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	159	167	182	1,0	1,7	1,4
Número de Consumidores Residenciais (milhão, base 31/12)	69,4	78,6	88,6	2,5	2,4	2,5
Percentual de Perdas Totais no SIN (%)	19,6	19,6	18,7	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10 ³ R\$ [2010])	0,040	0,039	0,036	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,71	1,37	1,51

Nota: Dados preliminares para 2016.

Os principais motores para este crescimento são as classes comercial, residencial e as outras classes (que incluem o setor agropecuário).

A classe comercial passou um ciclo de maior expansão nos últimos anos, mas agora se espera que ela não volte a um nível de crescimento tão forte, uma vez que a população já comprou boa parte dos equipamentos domésticos básicos e não deve tomar maiores níveis de endividamento que venham a impulsionar o setor comercial. Ainda assim, ganha importância no consumo na rede, saltando de 19,2% para 19,8% entre 2016 e 2026.

A classe residencial também continua a ganhar participação no consumo na rede, saindo de 28,9% para 29,7%. Em grande medida, o crescimento se dá pela retomada da expansão do consumo médio residencial.

Como o cenário aponta que o setor agropecuário será o principal vetor de crescimento econômico do País até 2026, as outras classes, são as que mais crescem ao longo do decênio, impulsionadas pelo consumo rural.

Nesse íterim, sua importância do consumo na rede aumenta de 16,3% para 17,0% no decênio.

Já a classe industrial teve grandes impactos no consumo de eletricidade na rede nos últimos anos por conta dos efeitos das crises econômicas e, em 2016, atingiu um nível de consumo semelhante ao de 2006. No cenário decenal, o consumo na rede desta classe cresce abaixo da média, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido no início do segundo 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.

Com isso, o consumo na rede cresce à taxa anual de 2,9%, sendo 2,6% a.a. no primeiro quinquênio e 3,3% a.a. no segundo.

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

No período decenal, o subsistema Norte apresenta aumento de participação na carga do SIN, em parte por influência da interligação do sistema de Boa Vista. Também se destaca o subsistema Nordeste, enquanto os subsistemas Sudeste/CO e Sul reduzem suas participações na carga total do SIN.

A estimativa atual para 2016 é de uma carga de energia 1,9 GWmédios inferior à previsão do PDE 2024, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial. Em 2024, a projeção atual situa-se 9,4 GWmédios abaixo da previsão do PDE 2024.

BOX 2.3 - OS DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EPE

A EPE realiza coleta de dados referentes ao consumo de energia elétrica para as principais classes e segmentos de consumo, além do número de consumidores, basicamente por meio de dois sistemas: SAM (Sistema de Acompanhamento do Mercado) e SIMPLES (Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico), complementados pelo preenchimento e envio de planilhas (dados relacionados aos consumidores livres e autoprodutores). No que tange aos dados obtidos através dos sistemas, tratam-se, na prática, de informações oriundas dos sistemas de faturamento das distribuidoras, não guardando necessariamente correspondência com os meses civis, especialmente no que se refere aos dados das classes residencial e comercial, tendo em vista a existência de variação nos períodos de leitura pelas distribuidoras, que podem compreender entre 27 e 33 dias, conforme o calendário de leitura (vide Art. 84, Resolução ANEEL nº 441, de 9 de setembro de 2010), podendo variar entre 15 e 47 dias nos casos excepcionais previstos.

Vale frisar, portanto, que a EPE não realiza qualquer tipo de medição física, sendo esta função executada pelo ONS e CCEE. Os dados históricos utilizados nos estudos e análises da EPE são disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica, autoprodutores e consumidores livres, a partir do envio de formulários e uso de sistemas, correspondendo a um conjunto de informações declaradas pelos mesmos.

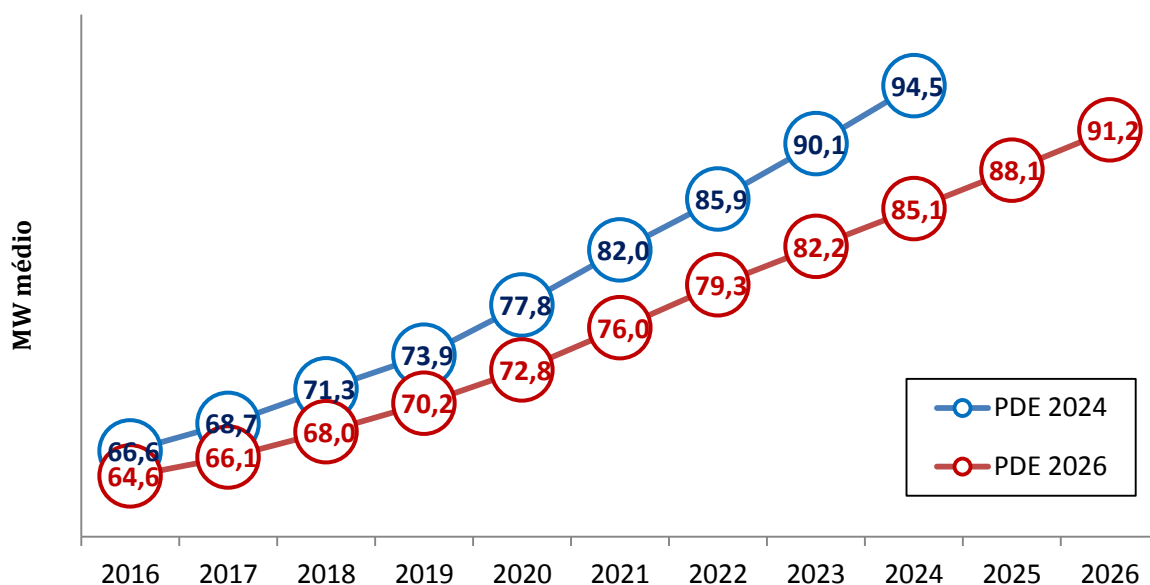
Tabela 4. SIN e subsistemas: carga de energia

Tabela 4: SIV e Subsistemas: carga de energia					
Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2016	5.484	10.436	37.752	10.964	64.636
2021	6.887	12.525	43.796	12.792	76.000
2026	8.844	15.388	51.640	15.288	91.160
Período	Variação (% a.a.)				
2016-2021	4,7%	3,7%	3,0%	3,1%	3,3%
2021-2026	5,1%	4,2%	3,3%	3,6%	3,7%
2016-2026	4,9%	4,0%	3,2%	3,4%	3,5%

Notas: (1) Considera a interligação de Boavista a partir de 2023 ao subsistema Norte.

(2) Nesta tabela, são expostos os valores projetados de Carga Global. Ou seja, o requisito de geração do sistema elétrico, sem autoprodução clássica, sem sistemas isolados, sem a adição da carga da ANDE (Paraguai) e sem o abatimento de geração distribuída

Gráfico 22. PDE 2026 x PDE 2024: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



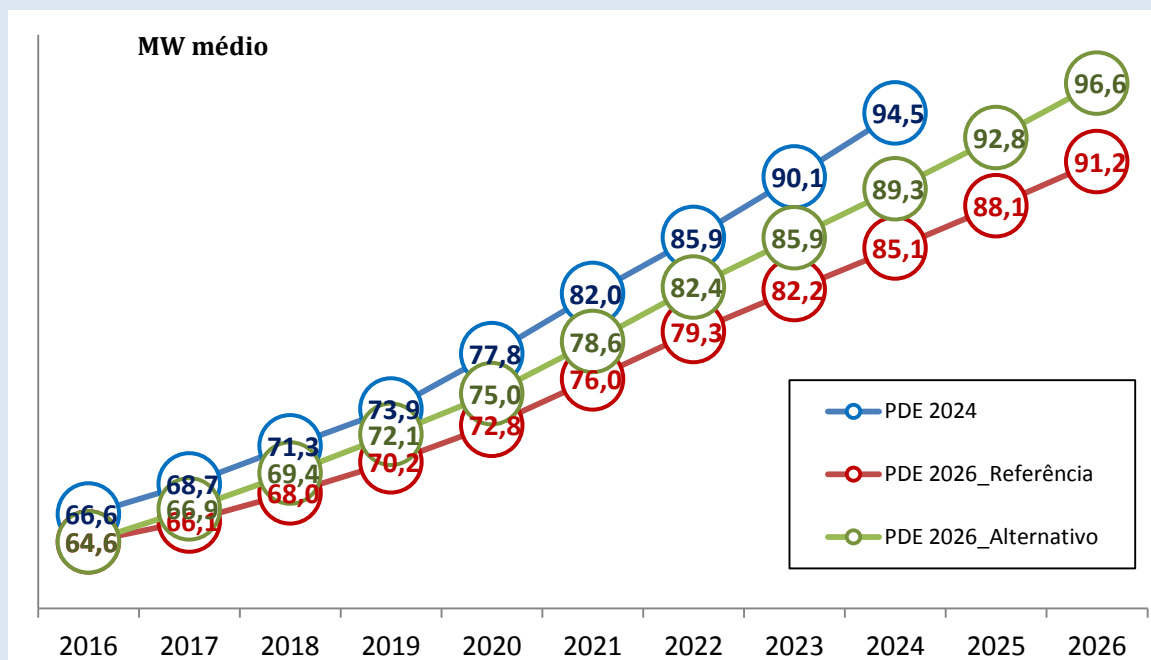
BOX 2.4 – IMPACTOS DE CENÁRIO ALTERNATIVO NA CARGA DE ENERGIA

Supondo-se um cenário econômico mais próspero onde a economia brasileira cresce 0,7% a.a. em relação ao cenário de referência adotado, o consumo total de energia elétrica alcança um nível cerca de 7% maior no fim do horizonte decenal. Portanto, há um incremento de mais de 40 TWh no consumo na rede, com maior impacto advindo do setor industrial, cujo consumo alcança a taxa média de 3,9% anuais.

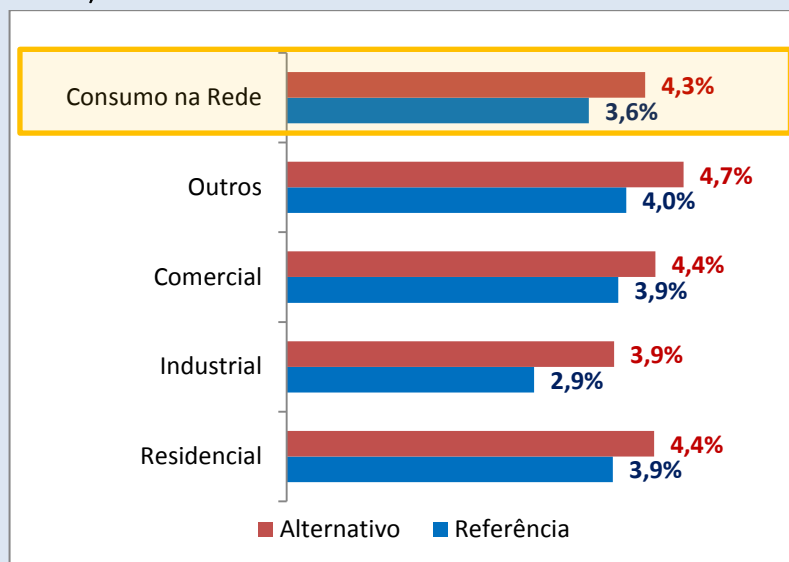
Por outro lado, espera-se uma redução adicional do nível de perdas comerciais, consequência de maiores investimentos por parte das distribuidoras de energia elétrica em programas de combate às perdas.

Em relação à carga, o maior vigor econômico leva a um incremento superior da carga de energia, que se situa 5,4 GW médios acima da carga de energia do cenário de referência ao final do horizonte decenal. O impacto sobre a expansão de geração de energia elétrica é analisado no Capítulo de Geração de Energia Elétrica.

(cont.)

BOX 2.4 (cont.)**Gráfico 23.** PDE 2026 x PDE 2024: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN com cenário alternativo**Gráfico 24.** Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe. Cenário de Referência x Alternativo

(Δ% média ao ano)



BOX 2.5 – EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA PRÓXIMA À DEMANDA E A ADAPTAÇÃO DO PLANEJAMENTO

O setor energético vem experimentando uma notável evolução tecnológica, com epicentro próximo ao consumidor. Uma parte importante desta evolução tem sua origem no setor elétrico – com perspectivas de aumento do uso de geração distribuída, baterias e outros recursos energéticos distribuídos, além de veículos elétricos. E esta evolução impacta diretamente na projeção de demanda de energia do país.

As taxas de adoção destas tecnologias representam uma fonte de incertezas relevante para a construção de previsões sobre seu papel no planejamento da expansão do sistema energético. Parte destas incertezas é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços de equipamentos, resultando em desafios para a previsão de sua competitividade como alternativas de suprimento de energia a consumidores finais.

As taxas de adoção também são afetadas por preferências pessoais não inteiramente capturáveis por análises de competitividade econômica em relação às alternativas de atendimento aos usos finais de energia. Serão cada vez mais relevantes as preferências pessoais de consumidores (por exemplo, aquelas relacionadas a contribuições individuais à sustentabilidade ambiental), fenômenos socioculturais que afetam a difusão de novas tecnologias (como a dificuldade de traçar estratégias de marketing que permitam a transição da adoção pelo grupo de *visionários* ao grupo de *pragmáticos*), dentre outros fatores.

Este contexto requer adaptações ao processo de planejamento. Algumas destas são de natureza metodológica. Por exemplo, torna-se necessário considerar cenários de adoção de recursos energéticos distribuídos ao projetar a demanda de energia elétrica a ser atendida pelo Sistema Interligado Nacional.

Outras adaptações relacionam-se com a função dos planos de expansão. Ganha importância, em um contexto em que o número de agentes cujas decisões afetam a evolução do setor energético se incrementa devido às possibilidades de investimento em novas tecnologias distribuídas, a interpretação dos planos de expansão como instrumentos de subsídio às decisões de desenho de políticas públicas e regulação setorial. Ao analisar diferentes visões de futuro quanto ao desenvolvimento de novas tecnologias, os planos podem se formatar como ferramenta de análise dos impactos de decisões de políticas públicas e regulação, auxiliando no desenho de sinais econômicos e políticas públicas que evoquem decisões privadas condizentes com o bem-estar social. O rápido desenvolvimento das novas tecnologias acelera essa necessidade.

A EPE conduz atualmente esforços para adaptar seus processos a esta nova realidade. Neste documento, já podem ser vistos os primeiros passos nesta direção – incluindo discussões aprofundadas sobre o desenvolvimento de veículos elétricos e estrutura de incentivos para o desenvolvimento da geração distribuída; e também os esforços para a consideração de diferentes cenários para a expansão do sistema de geração. Seguir com estes ajustes é uma das prioridades atuais da EPE. Uma interessante referencia neste sentido é o estudo do *Lawrence Berkeley National Laboratory* sobre as novas praticas de planejamento e necessidade de adaptações, no setor elétrico, para um mundo com forte penetração de geração distribuída (ver LBNL (2016)).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > O consumo final de energia cresce à taxa média de 1,9% anuais entre 2016 e 2026. A intensidade energética reduz no período, graças à eficiência energética e a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia.*
- > Na análise por setor, a indústria e o setor de transportes continuam a representar mais de 60% do consumo final de energia. O setor energético é o que mais ganha importância no consumo final de energia, influenciado principalmente pelo aumento de produção do pré-sal, aliado ao incremento da produção do setor sucroalcooleiro.*
- > Na demanda total de energia do setor de transportes, o destaque é o crescimento da participação do etanol hidratado e óleo diesel. A demanda de eletricidade, apesar de seu alto crescimento, apresenta ainda uma pequena participação em 2026.*
- > A frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos flex fuel, sendo pequena a participação de veículos híbridos (flex fuel) no final do decênio (menos de 1%). Os desafios de estímulo à maior participação dos biocombustíveis na matriz serão diversos. Todavia, espera-se que ações governamentais em andamento como o RenovaBio e a Plataforma Biofuturo contribuam para a superação desses desafios e reafirmem os esforços do Brasil em atender aos compromissos do país com o desenvolvimento energético sustentável.*
- > No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose e de alimentos e bebidas, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de cerâmica, ferro-gusa e aço, química e outras indústrias. O gás natural é a única fonte fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. Por outro lado, ganham participação: a eletricidade, os derivados da cana e as demais fontes. Perdem participação: a lenha e o carvão vegetal, em benefício de outras fontes com melhores rendimentos energéticos.*
- > No setor residencial, o condicionador de ar será o principal responsável pelo consumo de energia elétrica nos domicílios. Já a lâmpada será o dispositivo que apresentará a maior redução da participação no consumo total, resultado do fim da comercialização de lâmpadas incandescentes e da maior penetração de lâmpadas fluorescentes compactas e de LED, mais eficientes. Destacam-se o crescimento do GLP em função da substituição parcial da lenha e do carvão, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural o gás natural que deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas.*
- > Na análise por fonte, mantém-se a tendência de crescente eletrificação do País. O gás natural e os derivados da cana, além das outras fontes (incluindo biodiesel) também ganham importância ao longo do período. Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, embora parte de seu mercado potencial é abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes.*
- > Espera-se o crescimento de importância relativa do biodiesel (com o aumento de sua participação no óleo diesel comercializado), o etanol (cresce sua importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva) e a lixívia, sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.*
- > Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.*

- > Existe um potencial relevante associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.
- > Um cenário econômico mais otimista, naturalmente impactaria positivamente o consumo de gás natural, entretanto o aumento da competitividade do gás natural é fundamental para que este mercado mude de patamar. O aumento da competitividade do gás natural passa pelo preço do energético frente aos seus concorrentes, a confiança do consumidor no fornecimento do energético ou a insegurança para a conversão de equipamentos e mudança de tecnologia.
- > O programa de desinvestimento da Petrobras representa grande oportunidade de ingresso de novos agentes no setor. Muitas questões que hoje representam entraves ao mercado de gás natural já estão sendo discutidas com representantes do setor no âmbito do programa Gás Para Crescer do MME, com destaque para a implementação de medidas de estímulo à concorrência, que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural, a harmonização entre as regulações estaduais e federal, a regulação do mercado livre e a redução da assimetria de informações, aumentando a transparência e previsibilidade do mercado, entre tantas outras medidas e iniciativas. Se adequadamente endereçadas, essas questões tem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos
- > A eletrificação crescente é uma tendência verificável no período decenal. Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 50% a mais que a economia brasileira, puxado diretamente pelo incremento acelerado da autoprodução clássica.
- > O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 89 milhões em 2026, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 182 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).
- > 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 constante no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas.
- > O consumo industrial na rede cresce abaixo da média, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido no início do segundo 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.
- > Supondo-se uma trajetória de crescimento econômico melhor do que no cenário de referência, o consumo total de energia elétrica alcança um nível cerca de 7% maior no fim do horizonte decenal. Portanto, há um incremento de mais de 40 TWh no consumo na rede, com maior impacto advindo do setor industrial, cujo consumo alcança a taxa média de 3,9% anuais. Em relação à carga, o maior vigor econômico leva a um incremento superior da carga de energia, que se situa 5,4 GW médios acima da carga de energia do cenário de referência ao final do horizonte decenal. O impacto sobre a expansão de geração de energia elétrica é analisado no Capítulo de Geração de Energia Elétrica.

3. Geração de Energia Elétrica

De forma a seguir com o processo de inovação contínuo que caracteriza o planejamento energético, o PDE 2026 traz novas abordagens para a avaliação da expansão da oferta de energia elétrica, apresentando algumas visões de futuro, ao invés de apenas um “cenário” fixo. Em particular apresenta-se um plano de expansão para mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica e testam-se impactos de variações na expansão de referência da oferta de energia, restrições ambientais e diversas análises sobre as condições de atendimento.

Dentre os mais importantes objetivos de incluir a análise de distintos cenários no PDE, estão: (i) fornecer ao mercado, através deste plano, informação útil para empreendedores, que tomam decisões de investimento sob incertezas, notadamente sobre fatores relevantes para a evolução da composição da matriz de geração elétrica no tempo; e (ii) permitir a análise das condições de adequabilidade de suprimento sob diferentes cenários futuros possíveis.

BOX 3.1 – O PLANO É INDICATIVO E FACILITADOR DE ACESSO À INFORMAÇÃO CONTESTÁVEL

O plano de expansão do sistema de geração apresentado neste PDE é *indicativo*. Isto significa que o montante e a composição tecnológica da expansão de capacidade de geração indicadas neste documento, assim como na documentação auxiliar em que o plano se embasa, *não determinam* diretamente os investimentos que serão feitos no sistema de geração. As decisões de expansão são, em última análise, determinadas por decisões de agentes em ambiente de mercado, através dos leilões de energia e da contratação da expansão ao mercado livre. Por exemplo, a demanda a ser contratada é fornecida pelos agentes de mercado que podem utilizar projeções distintas àquelas deste plano.

No contexto do segmento de geração de energia elétrica, o plano possui outras funções:

- (i) facilitar aos agentes o acesso à informação relevante para tomada de decisões, cabendo, a esses agentes, no entanto, *contestar* a visão apresentada no plano através de suas decisões de investimento;
- (ii) subsidiar a tomada de decisão executiva sobre execução de leilões, sobre planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, e sobre políticas públicas orientadas ao setor elétrico.

Neste *box*, discute-se a primeira categoria listada acima. A segunda categoria será explorada no box 3.2.

Um plano de expansão da geração é construído sobre determinadas premissas – por exemplo, sobre comportamento da demanda de energia, custos de capital, custos de equipamentos de geração, preços de combustíveis, restrições ambientais que afetam o estoque de projetos. A EPE e o MME detêm meios de acesso a informação relevante para a construção dessas premissas, que vão desde estudos de inventário até acesso a projeções de preços de combustíveis de entidades especializadas. As premissas sobre as quais o PDE é construído condensam não apenas a informação bruta oriunda destas fontes, mas também os esforços das equipes técnicas da EPE do MME utilizados para seu processamento. O plano funciona como um agregador de informação relevante para a tomada de decisão dos agentes, sob as lentes da EPE. Este é um primeiro fator pelo qual a publicação do PDE representa um meio de facilitar o acesso dos agentes de mercado a esta informação, relevante para a sua própria tomada de decisão.

(cont.)

BOX 3.1 (CONT.)

Mais que isso, o processo de planejamento transforma essa informação de entrada em indicações de quais as necessidades do sistema elétrico para garantir o atendimento aos quesitos de economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica. Estas necessidades podem incluir, por exemplo: tecnologias com flexibilidade no ajuste rápido da potência entregue à rede, tecnologias com baixos custos variáveis de produção (ainda que com despesas de capital mais elevadas), tecnologias com reduzidos impactos ambientais, tecnologias localizadas em determinada região geográfica, etc. Por vezes, estas necessidades estão declaradas de forma explícita neste plano – por exemplo, quando se indica no capítulo de geração a demanda por *alternativa de suprimento à demanda máxima de potência*. Outras vezes, a sua identificação é implícita – por exemplo, ao se determinar a necessidade de expansão de geração renovável com custos variáveis de operação desprezíveis, como pequenas centrais hidroelétricas, usinas a biomassa, eólicas ou solares fotovoltaicas.

A função de facilitação de acesso à informação do plano indicativo se complementa pela comunicação dessas necessidades do sistema elétrico aos empreendedores. É a identificação dessas necessidades, e não a composição exata do parque gerador planejado, que deve representar o principal *resultado* do plano indicativo de geração, do ponto de vista do empreendedor que o consulta. Assim sendo, a ausência de uma determinada tecnologia no plano indicativo de expansão da geração não significa, necessariamente, que a real expansão do sistema não contará com capacidade deste tipo de recurso.

Cabe à sociedade — empreendedores, instituições, membros da sociedade civil, ONGs, etc. — *contestar* a visão do planejador, identificando uma oportunidade de contestação, identificando recursos de geração não mapeados pelo planejador central, fazendo uso de projeções próprias de evolução de preços de combustíveis ou de demanda de energia elétrica que julgue serem mais acuradas que aquelas utilizadas pelo planejador e assim determinar uma maneira mais econômica de atender a demanda. E a possibilidade de contestação do plano é uma maneira importante de lidar com a *assimetria* de informações, que inevitavelmente afeta a coleta de informações pelo planejador e, portanto, a elaboração do plano de expansão. Obviamente, essa possibilidade existe devido ao caráter *indicativo* do plano de geração. A viabilidade dessa contestação depende, de certa maneira, da natureza das decisões de política tomadas com base no plano — estas serão objeto do box 3.2.

Esse entendimento do plano indicativo deixa mais clara a motivação para se considerar, em sua elaboração, diferentes cenários de variáveis incertas — as diferentes visões de futuro indicadas anteriormente neste texto. Essa estratégia cumpre tanto com a função de facilitar o acesso direto à informação incerta, como também facilita identificar as necessidades do sistema elétrico sob diferentes realizações de futuro, permitindo a identificação de variáveis estratégicas para as quais o desenvolvimento de uma estratégia de contestação pode resultar em identificação de oportunidades de investimento. A consideração destas distintas visões de futuro no plano, associado à execução periódica dos esforços de planejamento, com atualizações à medida que incertezas se resolvem, são instrumentos importantes para garantir a economicidade, segurança e sustentabilidade de suprimento de energia elétrica.

Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta no horizonte decenal, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo total de expansão (custo de investimento mais custo de operação) com uma restrição de confiabilidade. Como subproduto deste modelo, através da variável dual da restrição de atendimento à demanda futura, é obtido o custo marginal de expansão (CME). Esta abordagem permite que o CME seja calculado para o futuro, de maneira coerente com as decisões de investimento e seus custos econômicos associados (ALMEIDA Jr., 2017).

Diversos modelos apresentam tal abordagem, sendo clássicos Pinheiro e Trinkenreich (1982), Gorenstin et al. (1993), Machado Junior (2000), Lisboa et al. (2003). Os mais recentes incluem: H. L. Santos (2008), Pereira Jr. et al. (2008), Paz, Silva e Rosa (2007), Gandelman (2015) e César (2015).

A partir da análise da expansão indicada pelo MDI, são feitos ajustes e então são realizadas simulações com o modelo de despacho hidrotérmico Newave. Resultados para avaliações de atendimento à demanda máxima instantânea e análise horária foram posteriormente detalhados, com metodologias específicas.

Neste capítulo serão apresentados os estudos para a expansão indicativa do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal, visando garantir o abastecimento adequado para o crescimento da demanda de energia elétrica do sistema interligado do país.

Serão descritos os critérios metodológicos, as premissas e as diretrizes que orientaram as simulações das alternativas de oferta que garantirão o atendimento à carga de energia e demanda de potência de forma segura, além da avaliação da análise horária. Será feita uma análise comparativa entre os casos, com os planos de expansão respectivos, destacando-se as diferenças tanto do ponto de vista econômico como da operação do parque resultante.

BOX 3.2 – PLANO INDICATIVO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO E DECISÕES EXECUTIVAS

Outra função importante de um plano indicativo de geração é a de subsidiar a tomada de decisões executivas por parte de instituições setoriais. A primeira classe de decisões executivas relevantes refere-se ao planejamento de outros segmentos de infraestrutura com interfaces com a geração de energia elétrica. Dentre esses, destacam-se os segmentos de transmissão de energia elétrica e de gás natural. O Box 4.1, no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica, traz considerações que ilustram as relações entre o plano indicativo de geração e o plano determinativo de transmissão que ilustram fenômenos relevantes a serem considerados para esta primeira classe de decisões.

Decisões sobre a execução de leilões para a alocação de contratos de longo prazo a geradores também devem considerar os resultados do planejamento indicativo da expansão da geração. Cabe aqui diferenciar entre duas variantes conceituais limítrofes para esta interface entre o planejamento indicativo e os leilões.

a. na *primeira* variante, com oportunidades mais limitadas de *contestação* que a seguinte, há segmentação *ex ante* da demanda de contratação entre tecnologias, diretamente ou por meio de critérios de habilitação, por exemplo. Sob esta variante, cabe às instituições setoriais definir a segmentação tecnológica levando em conta não apenas as necessidades do sistema elétrico identificadas nos esforços de planejamento, mas também a composição tecnológica apontada como resultado do plano;

b. na *segunda* variante, não há segmentação direta da demanda e diferentes tecnologias competem pelos mesmos produtos, mas sinais econômicos influenciam a competitividade relativa entre as fontes. Tais sinais econômicos podem estar embutidos na especificação do produto leilado. Podem ser oriundos, também, da definição de outros elementos do desenho de mercado que determinam influxos de receita *complementares* do gerador — ou *handicaps* para comparações de ofertas nos leilões — e que permitam, portanto, que este tenha maior ou menor competitividade no leilão. Qualquer que seja o mecanismo de sinalização econômica selecionado, este é desenhado considerando as necessidades do sistema elétrico — sem ser necessário levar em conta diretamente a composição tecnológica identificada no plano indicativo.

Naturalmente, são possíveis diversas combinações entre as variantes limítrofes acima indicadas, que devem ser avaliadas ao estudar a abordagem utilizada no Brasil para a interface entre o planejamento indicativo e leilões para a alocação de contratos de longo prazo a geradores.

A exposição anterior já deixou transparecer uma terceira classe de decisões executivas que utilizam o plano indicativo de expansão da geração como substrato — o desenho de políticas públicas. Este desenho deve, aliado à especificação da regulação e de regras de mercado, resultar em sinais de preço ou requisitos de quantidade que afetam o desenvolvimento de diferentes tecnologias de geração.

3.1 Metodologia

O PDE 2026 traz como destaque importantes avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal. Para tanto, neste PDE, utilizou-se a consagrada metodologia de planejamento ótimo da expansão internacionalmente aplicada, que sinaliza a expansão ótima da oferta de energia elétrica através da minimização dos custos de investimento e operação do sistema dado um critério de confiabilidade explícito. Para isso é utilizado um modelo computacional de decisão de investimentos (MDI) “clássico”, desenvolvido na própria EPE.

A metodologia proposta neste PDE traz como avanço adicional a obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de

otimização, e não mais como um dado de entrada no processo, o que torna o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica mais eficiente e consistente com a lógica econômica. O CME é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência.

A partir do resultado do modelo de investimento é feito então um “ajuste fino” no Programa Decenal de Expansão através de simulações da operação com o uso do modelo Newave. A análise dos resultados é feita a partir das próprias saídas dos modelos e detalhada com metodologias específicas para avaliar o atendimento à demanda máxima e atendimento horário. O fluxograma da Figura 1 descreve esse processo.

Figura 1. Fluxograma da Metodologia do PDE 2026.



3.1.1 MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI)

O Modelo de Decisão de Investimentos utilizado foi desenvolvido internamente na EPE, baseado em Gandelman (2015), e tem como função objetivo minimizar o custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima instantânea. A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-028/2017. São considerados os custos de investimento em novas plantas candidatas de geração, por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, usinas reversíveis e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser representadas no modelo como projetos futuros com decisão e data de entrada “fixa” no plano de expansão, independentemente de seu benefício puramente econômico avaliado pelo MDI.

Para cada plano de expansão candidato, com seu custo de investimento associado, é realizada de maneira simplificada a simulação da operação,

obtendo-se o valor esperado do custo de operação desse plano. A soma dos dois custos — investimento e operação — determinam o custo total e o processo é repetido para outro “plano candidato”, até que o plano de expansão de mínimo custo global seja obtido.

A busca do plano de expansão de mínimo custo global poderia ser realizada de forma iterativa mas com elevado custo computacional e imprecisão. Assim, um enfoque de programação matemática é adotado: o problema de decisão de investimento é um problema inteiro, enquanto que o problema de despacho da geração é um problema contínuo, resolvido através de técnicas de programação matemática inteira mista utilizando o *solver* IBM ILOG CPLEX.

No MDI o sistema de geração é composto de usinas existentes, já contratadas, e projetos candidatos para expansão. Os subsistemas são representados como um grafo, em que cada subsistema possui uma ou mais projeções de demanda de energia e potência (demanda máxima instantânea). Assim o sistema de transmissão é representado por interligações ligando os diversos subsistemas (representado por grafo). Cada uma delas possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo de ampliação (expresso em R\$/kW).

As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas de modo individualizado e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia e ponta. A aleatoriedade das vazões naturais para a representação das usinas hidrelétricas é representada através da construção de cenários de energia produzida para cada uma delas, sendo cada um desses cenários associado a uma determinada probabilidade de ocorrência.

A contribuição de potência dos projetos hidrelétricos é estimada a partir dos cenários hidrológicos usados, tomando-se valores representativos mensais obtidos a partir de critérios estabelecidos de probabilidade de permanência para cada mês do ano calendário.

Os projetos eólicos e à biomassa com CVU nulo são representados por distintas sazonalidades

mensais de produção de energia e contribuição de potência. No caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e está relacionada a um fator equivalente a um percentil de geração, calculado a partir da base de dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE. Os projetos fotovoltaicos também são representados pelas sazonalidades mensais, porém contribuem somente para o atendimento à demanda de energia.

O balanço de ponta é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda de ponta do mês acrescida da reserva operativa.

Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termelétricas, são computados pelo valor esperado dos despachos de cada cenário ponderado pela respectiva probabilidade.

O valor do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas, que determina o custo do despacho térmico (R\$/MWh), tem impacto direto no custo de operação total do sistema. Com o objetivo de melhorar a representação do CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, determinou-se um valor mensal de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis em moeda constante. A expectativa de preço futuro dos combustíveis foi estimada com base em projeções de combustíveis equivalentes, no cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration - EIA no Annual Energy Outlook - AEO*, conforme metodologia descrita em Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017.

Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado englobando o período até 2031, visando eliminar os efeitos de fim de período.

A Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017 apresenta os parâmetros econômicos e financeiros utilizados no Modelo de Decisão de Investimento.

3.1.2 AJUSTES NA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM O NEWAVE

Após a sinalização da expansão ótima obtida com o MDI é realizada a simulação com o modelo de operação Newave, incorporando-se alguns detalhes não capturados pelo módulo de operação deste modelo (mas que não comprometem a otimização da solução) e que detalham mais a operação do sistema³, como por exemplo, a adequação à entrada das UHE nos períodos mais propícios para o início de enchimento de seus reservatórios.

Com a simulação da operação é possível analisar com mais detalhes as condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, uma melhor avaliação das trocas de energia entre as regiões e a utilização do sistema de transmissão, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e o vertimento.

Além das análises sobre a simulação dinâmica, o PDE apresenta o balanço comercial da oferta existente e contratada, utilizando os certificados de garantia física de cada empreendimento de geração. Esse balanço permite a visualização da vertente contratual da expansão e indica a data a partir da qual se necessitará, a partir das hipóteses do plano, de expansões da oferta para atender o sistema através de contratos de energia.

Devido à representação do modelo Newave em subsistemas equivalentes de energia e face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga e das unidades geradoras, o SIN é dividido em dez subsistemas nas simulações energéticas para a expansão.

As interligações elétricas entre subsistemas são representadas através de limites de fluxos mensais, por patamares de carga, de acordo com critérios de confiabilidade estabelecidos pelos estudos de transmissão. Além da informação

³ Dentre os detalhamentos encontrados na simulação com o modelo Newave podemos destacar o uso de 2.000 séries sintéticas, a operação dos reservatórios das hidrelétricas, a consideração de restrições operativas associadas à operação dos reservatórios e o mecanismo de aversão a risco (na versão vigente modelado por CVaR).

referente ao limite de cada interligação, são representados no modelo Newave os limites por agrupamentos de intercâmbio. Este dado visa representar algumas restrições sistêmicas, que não poderiam ser estabelecidas apenas pelo limite individual de cada interligação.

3.1.3 DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO: ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA E HORÁRIA

Além da análise direta de resultados dos modelos, também são realizadas avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea e adequação das metas mensais ao atendimento horário.

A análise do atendimento à demanda máxima tem por objetivo obter uma avaliação mais detalhada sobre as condições deste atendimento, de forma a identificar ações de planejamento que sejam necessárias. Os critérios e premissas utilizados são:

- Utilização da demanda máxima instantânea não coincidente entre subsistemas;
- Reserva operativa de 5% da demanda;
- Limites de intercâmbio do patamar de carga pesada;
- Simulação de todas as séries históricas de vazões naturais.

O cálculo da disponibilidade máxima de potência, a exemplo do MDI, é feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, usinas a fio d'água, outras fontes renováveis e termelétricas, de forma a respeitar as características de cada fonte para o atendimento à demanda. São consideradas perdas por deplecionamento nos reservatórios, disponibilidade hidráulica para modulação da geração, sazonalidade de todas as fontes e perfis, no mínimo, horários para as fontes intermitentes. A descrição detalhada da metodologia pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017.

Entretanto, com o aumento da participação de fontes não controláveis na matriz, como eólica e

solar, a avaliação do atendimento a partir de análises médias e máximas deve evoluir de modo a avaliar o atendimento a qualquer hora do dia. Como um primeiro passo nesse sentido, serão apresentadas análises para verificar se os montantes mensais de geração, estabelecidos pelo modelo Newave, e que resultaram nos CMO e riscos de déficit, podem ser mantidos ao considerarmos o perfil horário da oferta e da demanda de energia.

O objetivo dessa análise é avaliar se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, por cenário hidrológico, estabelecidas pelo modelo de operação, para todas as fontes. Importante ressaltar que, dessa forma, são mantidas as condições operativas estabelecidas pelos valores mensais.

A metodologia utilizada nessa etapa se inicia com o cálculo do mercado líquido, abatendo do mercado total as fontes não controláveis (eólica, biomassa, PCH, CGH e solar). Nesse cálculo, tanto o perfil de carga como de geração das fontes não controláveis é estabelecido em escala horária, a partir de dados verificados. A partir da curva de mercado líquido, gerada para cada subsistema, também é abatida a geração térmica de acordo com o despacho do modelo Newave, para cada cenário hidrológico. Por fim, a geração hidráulica é modulada de modo a atender a carga remanescente em todas as horas do dia.

Devido às simplificações dessa etapa inicial, o eventual não atendimento de determinados horários não indica que o sistema sofrerá cortes de carga. Os resultados deverão ser vistos como indicadores de eventuais necessidades de despacho adicional das fontes controláveis. Esse redespacho, entretanto, poderá elevar os custos marginais de operação, caso seja feito com geração termelétrica, ou alterar os níveis esperados de armazenamento, caso seja utilizada a geração hidrelétrica.

BOX 3.3 – A NECESSIDADE DE REPRESENTAÇÃO MAIS GRANULAR DE RECURSOS EM MODELOS DE PLANEJAMENTO

O estudo de atendimento horário, realizado externamente e após a execução das simulações mensais com o Newave, realça a necessidade de aperfeiçoamento das atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico. Modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica. Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

Para a adequada avaliação deste novo perfil operativo, é desejável a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal horária ou mesmo sub-horária. Além disso, existe a necessidade de uma melhor compreensão das incertezas associadas às fontes não controláveis quanto à sua produção de energia. Para isso, esforços na descrição estatística dos regimes de ventos tornam-se imprescindíveis, bem como maiores aprimoramentos nas ferramentas de previsão, os quais proporcionarão maior confiabilidade para explorar as vantagens de todas as fontes pertencentes à matriz elétrica brasileira, permitindo, assim, o planejamento adequado do sistema. Portanto, na busca por avanços metodológicos, a necessidade de um modelo computacional de apoio às atividades de planejamento que permita, em conjunto com módulo de otimização de investimento, um modelo de otimização da operação do sistema elétrico nacional, em base preferencialmente horária, com representação de incerteza na produção dos recursos não despacháveis, dos recursos hidroelétricos, de restrições de operação térmicas de curto prazo — como *unit commitment* — e falha dos geradores. Além disso, é importante a representação de incerteza no crescimento da demanda nos estudos de planejamento. Com isso, o planejamento se beneficia de ferramentas que possibilitem avaliar de forma mais adequada os impactos da inserção crescente destas novas tecnologias de geração renovável na matriz brasileira. Este é um desafio mundial (IRENA, 2017 e BID, 2014) e é um dos objetivos que a EPE tem perseguido e que dividirá com todos os agentes do setor elétrico. Os avanços metodológicos apresentados neste plano já mostram esse direcionamento.

3.2 Diretrizes e Premissas

As premissas utilizadas na elaboração deste PDE foram estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (SPE/MME) ou diretamente solicitadas por ela.

Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se:

- Simulação da operação utilizando a última versão homologada do modelo Newave,⁴ com parâmetros do CVaR⁵ definidos pela CPAMP⁶ (alfa = 50% e lambda = 40%);

⁴Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 23 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

⁵CVaR – *Conditional Value at Risk*, metodologia que calcula uma política operativa considerando, além do valor esperado dos custos, o valor médio dos custos dos cenários hidrológicos mais caros.

⁶CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio com crescimento de 1% ao ano até 2020, de acordo com recomendação de uso para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e crescimento de 6% ao ano após 2021;
- O custo do déficit utilizado foi de R\$ 4.650,00/MWh, de acordo com EPE (2016);
- A taxa de desconto utilizada nas simulações foi de 8% ao ano, em termos reais, estabelecida tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (também conhecido como WACC), adotando-se as seguintes premissas: (i) uma empresa com estrutura de capital de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros; (ii) custo de capital próprio de 13% a.a. e o custo de capital de terceiros de 7% a.a., em termos reais; e (iii) Impostos (IRPJ e CSLL) de 34%, considerando o regime de tributação no lucro real.

As datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão foram consideradas de acordo com o acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE).⁷ Para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas a seguintes premissas:

- UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
- UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2022;
- UTE Novo Tempo e Rio Grande: representadas na expansão por meio de termelétricas indicativas genéricas, e não explicitamente;
- Interligação Manaus – Boa Vista: início de operação em janeiro de 2024.

Com relação aos empreendimentos da empresa Abengoa, devido ao processo de recuperação judicial da empresa estar em curso,

estima-se que o início de operação desses empreendimentos ocorra em janeiro de 2023. A efetivação destas expansões tem um importante papel para o balanço energético das regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. No caso do Nordeste, o aumento da capacidade de transmissão de energia desta região garante a sua flexibilidade operativa, tanto para o atendimento dos períodos de hidrologia crítica, através da importação de montantes de energia das outras regiões, como para o fornecimento de energia nos momentos de produção eólica favorável. Já com relação ao Sudeste/Centro-Oeste, uma vez incorporadas estas obras previstas, o recebimento por esta região se beneficiará energeticamente dos excedentes do Norte, durante o período úmido, e do Nordeste, durante o período seco. As informações específicas das linhas de transmissão de energia da empresa Abengoa estão descritas no Capítulo de Transmissão de Energia.

As usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, foram retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados, as seguintes diretrizes de política energética foram consideradas como dados de entrada na construção da expansão de referência:

- Indicação de um programa de expansão da oferta eólica de 1.000 MW em 2020, sendo 800 MW na região Nordeste e 200 MW na região Sul;
- Indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica centralizada de 1.000 MW em 2020;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2021, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano a partir de 2021;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa (CVU nulo) a partir de 2021

⁷ Foi utilizada como referência a reunião de setembro de 2016, que também serviu de referência para o PMO de outubro de 2016, elaborado pelo ONS.

limitada, em cada ano, pelo potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.

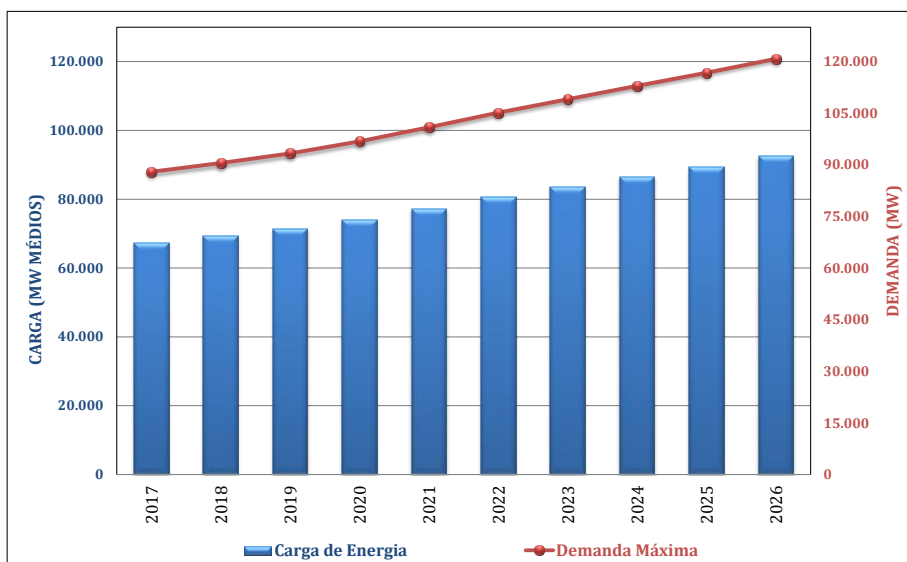
- Indicação de uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a 100 MW/ano a partir de 2023, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;
- Indicação, para o ano de 2023, de UTE a gás natural na região Nordeste, com 50% de inflexibilidade. Para melhor ajustar a inflexibilidade às características operativas do sistema, ela foi representada de modo sazonal;
- Indicação da UHE Tabajara para 2024, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento.
- Indicação da UHE Castanheira para 2026, já que este projeto, mesmo com estudos a nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

3.2.1 PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

A partir das projeções econômicas, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de carga de energia para todas as regiões do SIN no período 2017-2026, que já incluem as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da geração distribuída. As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em três patamares, construídos a partir de curvas de permanência da carga verificada em 2015.

O crescimento médio anual da carga do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.700 MW médios, representando uma taxa média de 3,5% ao ano. O Gráfico 25 apresenta a projeção de mercado (energia e ponta) do cenário de Mercado de Referência do PDE, já abatida a parcela adotada de geração distribuída. A demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte.

Gráfico 25. Projeção de Carga



3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para fazer frente ao seu crescimento, 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 (potenciais hidráulico, eólico, de biomassa e solar). A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte e os prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas nos leilões futuros.

O aproveitamento hidrelétrico ainda representa um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na região Norte e traz com ele uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O planejamento se propõe o objetivo de identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste⁸. Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas – CGH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitado e que traz 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.

Por esse motivo o Modelo de Decisão de Investimentos incorpora no rol das candidatas para expansão, a possibilidade de contar com projetos padrão típicos de PCH e CGH, disponíveis a partir de

2022. Admite-se que os projetos estejam disponíveis para fazer parte da expansão em lotes contínuos de 100 MW, sendo que a cada ano ficam disponíveis com data mais cedo 3 (três) lotes novos. Com isso a oferta total de desenvolvimento de PCH e CGH posta à disposição do MDI é de 1.500 MW no período de 2022 a 2026,⁹ ou seja, de 300 MW candidatos por ano. A decisão de incorporá-las à expansão fica a cargo do processo de otimização do Modelo de Decisão de Investimentos.

Em relação às UHEs, foram consideradas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudos de inventário aprovado e viabilidade em andamento, cujos prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento de projeto, de licenciamento ambiental, de licitação e construção permitissem sua inclusão no horizonte decenal.

A Tabela 5 apresenta o montante por ano que compõe a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE, considerando o prazo mais cedo para início de operação e o estágio de cada estudo. As datas mais cedo foram obtidas através de avaliações do tempo necessário para o licenciamento ambiental, elaboração dos estudos ambientais e de engenharia e construção de cada empreendimento.

⁸ Maiores detalhes são apresentados no Capítulo 10 – Análise Socioambiental.

⁹ Desde 2005 já foram contratados 1700 MW de PCH/CGH nos leilões de energia.

Tabela 5. Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Avaliação Socioambiental
2023	Apertados	139	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2023	Castanheira	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2023	Comissário	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2023	Davinópolis	74	Viabilidade Aprovada
2023	Ercilândia	87	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2023	Tabajara	350	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2023	Telêmaco Borba	118	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2024	Foz do Piquiri	93	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2025	São Miguel	58	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Bem Querer	708	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Buriti Queimado	142	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Itapiranga	725	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Maranhão Baixo	125	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Porteiras 2	86	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Porto Galeano	81	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
TOTAL		3.066	

Vale destacar o caso da UHE São Luiz do Tapajós, que teve terra indígena¹⁰ delimitada na área do projeto após a entrega do EIA/RIMA e EVTE. O processo foi arquivado pelo órgão ambiental com a alegação de que há óbices para o licenciamento ambiental do empreendimento.

Em função das incertezas geradas pela ausência de regulamentação dos dispositivos legais e normativos, e diante da complexidade das tratativas necessárias à implantação de UHE que interfiram diretamente em terras indígenas, estima-se um prazo superior ao horizonte decenal para a viabilização desses projetos. Com isso, a data mínima para início de operação da UHE São Luiz do Tapajós foi superior ao final do horizonte de estudo deste PDE. Ressalta-se, entretanto, que o processo que

envolve essa usina continua sendo acompanhado pela EPE e, solucionadas todas as questões ambientais, ela poderá compor a cesta de oferta candidata à expansão em planos futuros.

A opção eólica já apresenta um patamar de preço que a torna extremamente competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao se ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia enfrenta-se desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção.

A tecnologia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de implantação não competitivos com as demais fontes de geração centralizada, embora os patamares de preço no Brasil venham caindo com uma velocidade surpreendentemente alta. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos de implantação reduzam em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, podendo chegar até a 40%, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional.

Não se pode deixar de mencionar a bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana, cujo potencial de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN se mostra bastante competitivo. É claro que o direcionamento desse energético para a produção de açúcar e álcool concorre diretamente com o uso no setor elétrico. Por esse motivo o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso em energia elétrica. Mas essa “concorrência” pode também ser vista pela ótica sinérgica, pois a bioeletricidade proveniente do bagaço de cana possui um “negócio” *multicommodity*, envolvendo a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e créditos de carbono (ou certificados de reduções de emissões). Isso coloca esta bioeletricidade com um grande potencial na matriz energética nacional.

Dentre as outras formas de biomassa, o PDE apresenta explicitamente empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles

¹⁰ Em 19/04/2016, foi delimitada a Terra Indígena SawréMuybu, de acordo com o resumo do Relatório Circunstanciado de Identificação e Delimitação da Terra Indígena SawréMuybu, aprovado pelo Despacho do Presidente da Funai nº 28, publicado no Diário Oficial da União, Brasília, DF, n. 74, p. 33 - 35, 19 abr. 2016. Seção I.

contratados em leilões anteriores e que tem demonstrado dificuldades para serem viabilizados, seja por questões ambientais ou por questões de caráter técnico-operacional. Os projetos atuais expõem 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 100MW) permitem a aplicação das mesmas próximas aos centros de carga ou de forma distribuída. Essa nova estrutura tem se mostrado necessária para consolidar essa alternativa como atrativa ao setor elétrico. As demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração. Entretanto, elas vêm mostrando elevado potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos.

A opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas. O desenvolvimento das reservas do pré-sal, ainda com horizonte incerto, poderá ampliar significativamente a contribuição do gás natural na matriz energética brasileira. A oferta termelétrica foi estabelecida considerando projeções de preço de combustível e disponibilidade para as usinas no momento de implantação das mesmas. Foram consideradas candidatas a expansão no horizonte decenal as termelétricas movidas a gás natural a ciclo aberto e combinado, com possibilidade de operação flexível e com fatores de inflexibilidade de 50%, 80% e 100%. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

Em relação ao carvão mineral nacional, o aproveitamento para novas plantas esbarra nas dificuldades ambientais e na falta de financiamentos, notadamente o proveniente do BNDES. Outros tipos de financiamento certamente tenderão a aumentar os custos de implantação, reduzindo significativamente a atratividade econômica desta opção de expansão. Com isso, assumiu-se a premissa de que o desenvolvimento de novas usinas somente

será viável após o horizonte decenal, ou seja, após 2026.

Entretanto, considera-se a possibilidade de que novas usinas possam vir a fazer parte da expansão do sistema, dentro do horizonte decenal, na hipótese de substituição das usinas existentes por usinas mais modernas e, portanto, mais eficientes energeticamente. Novas tecnologias para redução da emissão de gases causadores do efeito estufa estão sendo buscadas, a exemplo dos estudos relacionados à captura e armazenamento de carbono (CCS), o que pode facilitar o desenvolvimento dessas plantas. Estima-se que a substituição das termelétricas a carvão nacional com baixa eficiência por usinas mais modernas permitiria um aumento de, aproximadamente, 340 MW, o que resultaria em uma potência instalada total da ordem de 1.735 MW, mantendo os mesmos montantes de emissão das usinas disponíveis atualmente. Esse aumento de eficiência poderia ser obtido a partir da implantação de turbinas a vapor supercríticas com caldeiras a leito fluidizado. A Tabela 6 mostra as usinas a carvão candidatas a modernização.¹¹

Tabela 6. Térmicas a Carvão Candidatas à Modernização

Usinas	Potência (MW)	Eficiência (%)	Idade (anos)
Charqueadas ⁽¹⁾	72	20,5	54
São Jerônimo ⁽²⁾	20	14,3	63
J.Lacerda I e II	232	25	51
J.Lacerda III	262	28	37
J.Lacerda IV	363	34,7	19
P. Medici A	126	24,5	42
P. Medici B	320	25	30
Total	1.395	24,57	42,28

Notas: (1) UTE desativada em 2016
(2) UTE desativada em 2013

Cabe destacar, entretanto, que na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou

¹¹ As usinas termelétricas a carvão mineral cujas datas de desativação foram decididas após o PMO de outubro de 2016, que serviu de referência para a realização dos estudos, continuam fazendo parte da evolução da oferta de energia deste PDE.

cenários mais restritivos para os aproveitamentos hidrelétricos, a opção pelo carvão mineral possa se apresentar como solução alternativa de expansão.

Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear surge como opção natural. Porém, o início de desenvolvimento do primeiro projeto após Angra 3 deverá ocorrer após o fim do horizonte decenal, em função dos prazos envolvidos de estudos e obtenção de licenças. Após a concretização do primeiro empreendimento, acredita-se que os seguintes poderão ocorrer em intervalos mais curtos, provavelmente de 5 a 7 anos.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas estimativas de custos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação.

3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis.

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).

BOX 3.4 – ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA E FLEXIBILIDADE OPERATIVA

As análises da EPE que atualmente subsidiam a criação do plano de expansão da geração permitem identificar, sob as premissas descritas neste capítulo, a necessidade sistêmica de adições de capacidade de tecnologias adaptadas ao atendimento à demanda máxima de potência do sistema segundo o cronograma descrito mais adiante no texto. O perfil requerido para o atendimento dessa necessidade sistêmica envolve centrais geradoras de tecnologias cuja implantação requer baixos custos de investimento (desembolsos de capital), já que se espera que as centrais tenham que operar a baixos fatores de capacidade anuais.

Entre as tecnologias com essas características, estão a geração termelétrica com motores ou turbinas a gás (ciclo aberto) e a repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes, além do gerenciamento pelo lado da demanda. Todas essas representam alternativas com baixos custos de investimento, embora sejam adaptadas apenas à ativação durante poucas horas do ano — devido aos elevados custos variáveis de produção das classes de termelétricas listadas, aos custos de oportunidade elevados de redução ou o deslocamento de consumo no caso da resposta da demanda, ou simplesmente da indisponibilidade de recursos primários para permitir geração frequente das unidades adicionais em hidrelétricas.

Sendo essa a necessidade sistêmica de fato identificada sob a metodologia atualmente em uso pela EPE, cabe colocar algumas considerações sobre a referência, nesta seção, a tecnologias com elevada flexibilidade para o ajuste da produção de potência no curto prazo.

De fato, a EPE ainda não detém ferramental de análise quantitativa que subsidie a indicação inequívoca de geração flexível com estas características. Para tal, seriam necessárias ferramentas computacionais que subsidiem os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com elevada granularidade temporal (preferencialmente sub-horária) e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração de renováveis de tecnologia eólica e solar fotovoltaica, restrições de *unit commitment*, tempos de trânsito de vazões entre centrais hidrelétricas, etc. Essas ferramentas se tornam mais importantes para o planejamento da expansão no sistema elétrico brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita.

Nos parágrafos anteriores, mencionamos que a necessidade sistêmica de fato identificada pelas análises deste plano é a de geradores cuja implantação requer baixos desembolsos de capital, já que se espera que as centrais tenham que operar a baixos fatores de capacidade anuais. No entanto, o texto desta seção 3.3.1 menciona explicitamente tecnologias com flexibilidade operativa para o ajuste da produção de potência no curto prazo. Esta menção justifica-se por um fator simples. Ocorre que todas as tecnologias de baixos custos de investimento listadas anteriormente – geração termelétrica com motores ou turbinas a gás, repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes, gerenciamento pelo lado da demanda – também têm o atributo desejável de flexibilidade na modulação no curto prazo.

(cont.)

BOX 3.4 (CONT.)

Ressaltamos, entretanto, que somente se pode garantir que as duas outras tecnologias listadas nesta seção – usinas hidrelétricas reversíveis e armazenamento químico de energia – detêm o atributo de flexibilidade operativa no curto prazo, já que os desembolsos de capital requeridos para sua implantação não são necessariamente baixos, no momento atual. De fato, os custos de investimento específicos são atualmente elevados no caso de baterias. No caso de usinas hidrelétricas reversíveis, as despesas de capital podem variar significativamente para cada projeto específico. Soluções que envolvam maiores despesas de capital podem ser, sim, adequadas para a expansão da geração. Mas, para isso, é necessário que o sistema requeira delas outros serviços que não apenas o atendimento à demanda máxima de potência com baixos fatores de capacidade atual – e, como mencionado acima, a EPE ainda não realizou análises quantitativas sobre a demanda sistêmica de flexibilidade operativa no curto prazo, que está entre o rol de serviços entregáveis por baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

USINAS TERMELÉTRICAS DE PARTIDA RÁPIDA

As usinas termelétricas de partida rápida caracterizam-se por operar em ciclo simples, utilizando motores de combustão interna, turbinas a gás aeroderivadas ou até turbinas industriais (tipo *heavy duty*). A Tabela 7 compara algumas características típicas de cada tipo de tecnologia. As turbinas a gás podem alcançar maiores potências unitárias e possuem, atualmente, rendimentos entre

35% e 43%, a depender do tipo, tamanho e tecnologia empregada. Os motores de combustão interna (MCI) possuem potências unitárias menores, de até 20 MW, com rendimentos que podem alcançar valores próximos a 50%. Cabe ressaltar que um maior rendimento implica a redução do consumo de combustível (*heat rate*), levando a um menor custo variável unitário de produção de energia (CVU).

Tabela 7. Características de Térmicas de Partida Rápida

	Turbina a Gás Industrial	Turbina a Gás Aeroderivada	Motor de Combustão Interna
Potência Unitária [MW]	até 470	até 140	até 20
Rendimento [%]	35 - 43	40 - 44	40 – 50
Heat Rate [kJ/kWh, base PCI]	8.200 – 10.400	8.200 – 9.000	7.260 – 9.000
Tempo médio para início do fornecimento de energia [meses]	24	18	12
Tempo de Partida [min]	10 a 40	5 a 10	2 a 10

Também devido à limitada potência unitária, os motores de combustão interna são normalmente empregados em maior quantidade quando comparados a termelétricas com turbinas a gás, levando a uma maior capacidade de modulação e melhores rendimentos sob cargas parciais. Quanto ao tempo de partida, os MCI e as turbinas aeroderivadas, podem variar de 2 a 10 minutos, enquanto as turbinas industriais possuem tempo de partida sensivelmente superior. Cabe destacar que essas usinas possuem como principal atributo a alta flexibilidade, permitindo aumentar ou reduzir sua geração em poucos minutos, acompanhando assim a curva de carga a ser atendida.

No que se refere à implementação, as UTE com motores de combustão interna necessitam, usualmente, de maior área para instalação quando comparadas a termelétricas com turbinas a gás com mesma potência instalada. Entretanto, possuem, em geral, menor tempo para início de fornecimento de energia. Por outro lado, caso seja oportuno o fechamento do ciclo aberto para ciclo combinado, a opção pela turbina a gás se apresenta como mais indicada em função de se alcançar uma maior eficiência no ciclo combinado.

Em se tratando de gás natural, a disponibilidade do combustível e do gasoduto de transporte é questão fundamental a ser equacionada. Pelas regras atuais de comercialização, o suprimento do combustível precisa estar garantido ainda que a usina fique sem gerar por longos períodos. Isso pode levar a custos fixos relativamente altos. Contudo, no que tange à flexibilidade de insumos, vale destacar que as UTE com as três tecnologias mencionadas, podem operar com outros combustíveis além do gás natural.

À medida que os requisitos do sistema se alterem, o posterior fechamento de ciclo dessas UTE pode ser realizado, com aproveitamento do calor dos gases de exaustão. Entretanto, há que se verificar se o benefício auferido no rendimento global da planta (e, portanto, no consumo de combustíveis) compensa os investimentos necessários. Cabe ressaltar também que a potência associada ao fechamento do ciclo não é alcançada tão rapidamente, devido à inércia térmica da caldeira, o que reduz a flexibilidade da usina. Além disso, o

elevado número de ciclos na operação pode resultar em maiores custos e indisponibilidade, a depender da solução tecnológica empregada.

REPOTENCIAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES

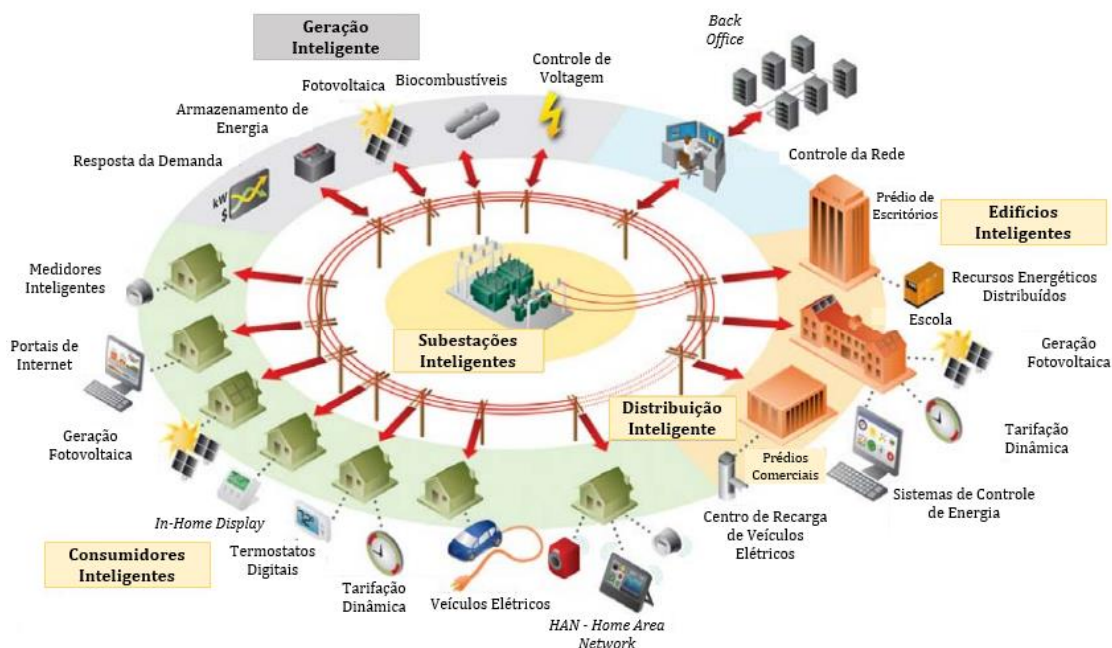
Com relação à repotenciação e motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes, a viabilidade técnica e econômica das alternativas deve ser avaliada caso a caso, pois as condições podem variar imensamente. Nesse caso também é possível obter algum benefício energético, em função de redução de eventuais vertimentos, ocasionando algum ganho na garantia física da usina. Para a efetiva quantificação da contribuição dessas usinas é fundamental que se ateste a disponibilidade hídrica, além de verificar se a ampliação não acarretaria violação de restrições operativas, tais como vazão máxima defluente, vazão mínima defluente, taxa máxima de variação da vazão defluente, nível máximo e nível mínimo. Nesse contexto, a EPE realizou estudo sobre a viabilidade técnica e econômica para algumas UHE, publicado na NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0

Especialmente no caso de instalação de unidades geradoras adicionais, os custos variam muito entre as UHE candidatas. Usinas que já tenham blocos construídos em condições de receber as novas unidades geradoras podem resultar em projetos mais atrativos, enquanto outros casos demandam obras de maior complexidade e custos.

GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

No horizonte de estudo do PDE, a introdução dos medidores inteligentes e da tarifação dinâmica possuem potencial para a criação de redes inteligentes — ou *smart grids* — que irão alterar o planejamento da expansão do Brasil. A *smart grid* é um sistema elétrico fortemente interligado com automação e telecomunicações, que permite o melhor aproveitamento e integração de novas tecnologias, como por exemplo, a geração distribuída, a resposta da demanda, o armazenamento e os veículos elétricos. Na Figura 2 podemos observar a entrada destes novos elementos na rede elétrica atual, a partir da visão da EPRI – *Electric Power Research Institute* e da distribuidora KCP&L - *Kansas City Power and Light Company*.

Figura 2. Smart Grid na Rede Elétrica



Fonte: EPRI(2017), com adaptações.

A difusão dos medidores inteligentes permitirá que o consumidor passe de simples usuário para assumir maior protagonismo no setor, com participação mais ativa no mercado de energia e tornando-se “prosumidor”,¹² com a possibilidade de produzir energia e até disponibilizá-la a outros consumidores de sua região.

Uma das principais vertentes deste protagonismo do consumidor no mercado energético é trazida pela resposta da demanda. O consumidor pode participar do sistema de duas formas: como “demanda” (reagindo a estímulos tarifários, através de tarifas dinâmicas, por exemplo) ou como “oferta”, sendo um recurso “despachável” pela operação, com compromissos firmes junto ao operador.

A resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma

importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos.

De acordo com Muller (2016), quatro áreas ou tecnologias mostram-se importantes para que o máximo potencial de diminuição da demanda de ponta no Brasil seja alcançado: sistema de tarifação, tecnologias facilitadoras¹³, projetos-piloto e regulamentação. Na fonte citada, são explicitados os pontos de atenção para se alcançar o máximo desenvolvimento em cada área.

Inúmeros estudos, programas pilotos e iniciativas maduras sobre o desenvolvimento da resposta da demanda como alternativa de garantir adequabilidade de suprimento de forma economicamente eficiente, desenvolvidos em diversas instituições de pesquisa ao redor do mundo,

¹² Prosumidor é neologismo baseado no termo em inglês *prosumer* que representa a junção das palavras produtor e consumidor.

¹³ Tecnologias Facilitadoras representam equipamentos que permitem que os consumidores gerenciem melhor o seu perfil de consumo, como *in-home displays* e sites de internet, ou controlem eletrodomésticos remotamente a partir de sinalização de preços de energia.

apontam para a viabilidade prática desta alternativa.¹⁴

O ONS, com o apoio da ANEEL, CCEE e Abrace, tem atuado em prol do desenvolvimento de um modelo de resposta da demanda voltado aos grandes consumidores de energia. Nesse modelo, será incentivada a diminuição do consumo em momentos de estresse do sistema, mediante pagamento a quem se dispuser a reduzir sua carga.

A tarifa branca, que poderá ser usada pelos consumidores a partir de 2018, é um indicativo do início do desenvolvimento da *smart grid* e da resposta da demanda no Brasil pelos consumidores residenciais. Com a tarifa branca, o custo da energia ofertada ao consumidor varia de acordo com as horas do dia e semana, com valores mais caros nos horários em que a demanda de energia é normalmente mais alta.

USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

As usinas hidrelétricas reversíveis se apresentam como uma alternativa bastante atraente para o atendimento a ponta. Sua operação se caracteriza pelo bombeamento da água de um reservatório inferior para um reservatório elevado, em períodos de menor demanda, fornecendo potência ao sistema durante os períodos de maior demanda. Entretanto, o balanço energético dessas usinas é negativo, ou seja, a energia gerada corresponde a cerca de 80% da energia consumida para bombear. O dimensionamento dessas usinas depende do número desejado de horas dos ciclos de

geração, bem como o desnível entre os reservatórios superior e inferior e o volume disponível para armazenamento da água, a depender das condições topográficas.

Estudos elaborados nas décadas de 70 e 80 indicam que o Brasil dispõe de elevado potencial para desenvolvimento de usinas reversíveis, inclusive na região Sudeste. É importante, dessa forma, atualizar e aperfeiçoar os estudos para identificação dos sítios mais atrativos para implantação de usinas reversíveis, além de aprofundar os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental.

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Diante do horizonte do Plano Decenal, é possível também considerar o potencial de armazenamento químico de energia elétrica, especialmente por meio de baterias, visando suprimento da quantidade indicada de potência, atuando ora como carga, ora como geradores de despacho imediato.

Como exemplo, na Califórnia/EUA já existem sistemas de baterias de 30 MW/120 MWh em funcionamento, bem como outros sistemas com capacidades de até 100 MW (em desenvolvimento), predominando a tecnologia de íon-lítio, projetados para operar em potência nominal por até 4 horas. Com base nisso, é possível considerar que, no quesito magnitude, a tecnologia é relevante para atender, ao menos parcialmente, as necessidades brasileiras de ampliação de capacidade de potência na próxima década, sendo considerada, assim, uma alternativa.

Apesar disso, entende-se que, diante das atuais referências de preços, ainda há baixo grau de viabilidade econômica para sua aplicação imediata, especialmente em relação ao atendimento da necessidade específica de potência adicional no sistema interligado brasileiro. Assim, a efetiva introdução dos sistemas de baterias no SIN, para atender tal necessidade, dependerá da evolução dos custos dessa tecnologia, além da identificação de serviços adicionais (como aqueles associados à flexibilidade e à estabilidade) para utilização destes sistemas, juntamente com mecanismos de remuneração. É esperado que os preços sofram uma

¹⁴ Em U.S. Department of Energy (2016) são apresentados os impactos na demanda em 10 concessionárias de energia dos EUA que já utilizam sistemas especiais de tarifação. O estudo desenvolvido para o estado americano de Michigan (AEE Institute, 2017) mostra que a necessidade de construção de novas usinas térmicas diminuirá com o desenvolvimento da resposta da demanda. Já o estudo desenvolvido pelo MIT (MIT, 2016) apresenta uma série de iniciativas a serem tomadas para facilitar a evolução de novas tecnologias em energia, como demanda flexível, geração distribuída e armazenamento para os próximos 15 anos, com foco nos EUA e Europa, realizando análises regulatórias, de modelos de negócios e política energética. Seguindo na mesma linha de estudo, a Colômbia desenvolveu um *roadmap* (UPME, 2016) com estratégias de implantação e desenvolvimento de *smart grid* até 2030, envolvendo diversas áreas governamentais, mostrando impactos na demanda, nas perdas de energia, emissões de CO₂, entre outros, sendo um importante documento feito na América Latina.

queda expressiva nos próximos anos, caindo pela metade nos próximos 5 anos. Além das baterias, outras duas tecnologias mais promissoras de sistemas de armazenamento capazes de atender esta necessidade de potência adicional de maneira equivalente, ou seja, manter elevada potência pelo período de algumas horas seriam: células de combustível a hidrogênio e armazenamento de energia em ar comprimido (ou CAES - *Compressed Air Energy Storage*).

Ressalta-se que o desenvolvimento de projetos para aumento da oferta de potência no SIN pode ser incentivado a partir de ajustes nas regras para contratação e remuneração de empreendimentos destinados a cumprir essa função. Além disso, a análise custo-benefício de cada uma das alternativas será fundamental para o exercício de comparação e seleção da melhor combinação indicada para o atendimento à demanda por potência.

3.3.2 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA COM PAÍSES VIZINHOS

A integração energética do Brasil com países latino-americanos é uma enorme oportunidade em termos de recursos e otimização de infraestrutura. Existem vários estudos recentemente realizados que ratificam este potencial, podendo ser destacados tanto os estudos referentes aos aproveitamentos hidrelétricos fronteiriços com a Bolívia e com a Argentina, quanto os de integração dos sistemas de transmissão inter-regionais envolvendo Brasil, Guiana, Guiana Francesa e Suriname. Esses projetos de interligação deverão proporcionar diversos benefícios, como, por exemplo, exploração da complementariedade dos regimes hidrológicos, aumento da confiabilidade e segurança dos sistemas nacionais envolvidos, entre outros.

Foram concluídos os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do Rio Uruguai, no trecho compartilhado entre Argentina e Brasil, através dos quais foram identificados dois possíveis aproveitamentos hidrelétricos — Garabi e Panambi — com potência instalada total de 2.200 MW. Os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental foram executados parcialmente até o ano de 2015. Atualmente as instituições governamentais de ambos os países preparam a

retomada desses estudos, que sofreram paralisações em decorrência de questões ambientais, no sentido de cumprir o objeto do Tratado para o “Aproveitamento dos Recursos Hídricos Compartilhados dos Trechos Limítrofes do Rio Uruguai e de seu Afluente o Rio Pepiri-Guaçu”, firmado pelos governos em 1980.

Figura 3. Integração Energética Regional



Fonte: Eletrobrás

No âmbito do Memorando de Entendimento em Matéria Energética, firmado entre o Brasil e a Bolívia em dezembro de 2007, e do Termo Aditivo a esse Memorando, firmado em julho de 2016, estão sendo avaliados projetos conjuntos de interconexão elétrica, desenvolvimento de infraestrutura energética e aproveitamento de recursos hídricos em benefício das partes. Dentre esses projetos, encontra-se em análise a possibilidade de exportação de excedentes de energia elétrica da Bolívia ao Brasil, no montante de 7.500 MW, dentre os quais, 1.500 MW correspondentes à parcela boliviana de um futuro empreendimento binacional no Rio Madeira.

Em relação ao referido empreendimento binacional, Brasil e Bolívia estão realizando estudos de avaliação do potencial hidrelétrico à montante da usina de Jirau. Em novembro de 2016, foi firmado entre Eletrobras, ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) e CAF (Banco de Desarrollo de América Latina) um Convênio de Cooperação Técnica com o objetivo de realizar os estudos de inventário hidrelétrico binacional em parte da bacia do rio Madeira e principais afluentes, localizados em território boliviano e brasileiro. O potencial do trecho binacional que será estudado foi estimado em cerca de 3.000 MW.

Na fronteira norte do Brasil estão em desenvolvimento estudos relacionados à viabilidade do Projeto Arco Norte, que consiste em um sistema de transmissão de aproximadamente 1.900 km de extensão que garantirá a transferência de energia, gerada a partir de novos empreendimentos de usinas hidrelétricas, entre Brasil, Guiana, Suriname e Guiana Francesa. Os estudos de pré-viabilidade, coordenados pelo BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento), foram concluídos em novembro de 2016. As próximas etapas do projeto envolvem a realização de estudos de inventário hidrelétrico na Guiana e no Suriname, visando dar continuidade ao desenvolvimento do projeto Arco Norte.

Adicionalmente, em 2013, Brasil e Guiana constituíram uma comissão mista a fim de desenvolver estudos acerca da construção de dois aproveitamentos hidrelétricos em território guianense, ao longo do Rio Mazaruni, com potencial energético aproximado de 4,5 GW. Os excedentes de energia produzidos pelos empreendimentos poderão ser exportados para o Brasil por meio de interligações ao SIN.

Todos os projetos acima indicados poderão ser viabilizados por meio de Tratados Internacionais entre o Brasil e os países vizinhos. À medida que os acordos se concretizem, os estudos ambientais e os projetos de engenharia sejam concluídos, as parcelas de energia excedente para exportação para o Brasil poderão ser incorporadas nos estudos de planejamento da expansão da oferta.

Ressalta-se a importância dessas avaliações do potencial hidrelétrico contemplado por esses estudos de integração com os países vizinhos já que constituem uma alternativa para o suprimento do mercado brasileiro. Na medida em que se tenha mais informações, estes recursos serão considerados nos próximos planos.

3.4 Configuração inicial e expansão apenas para energia

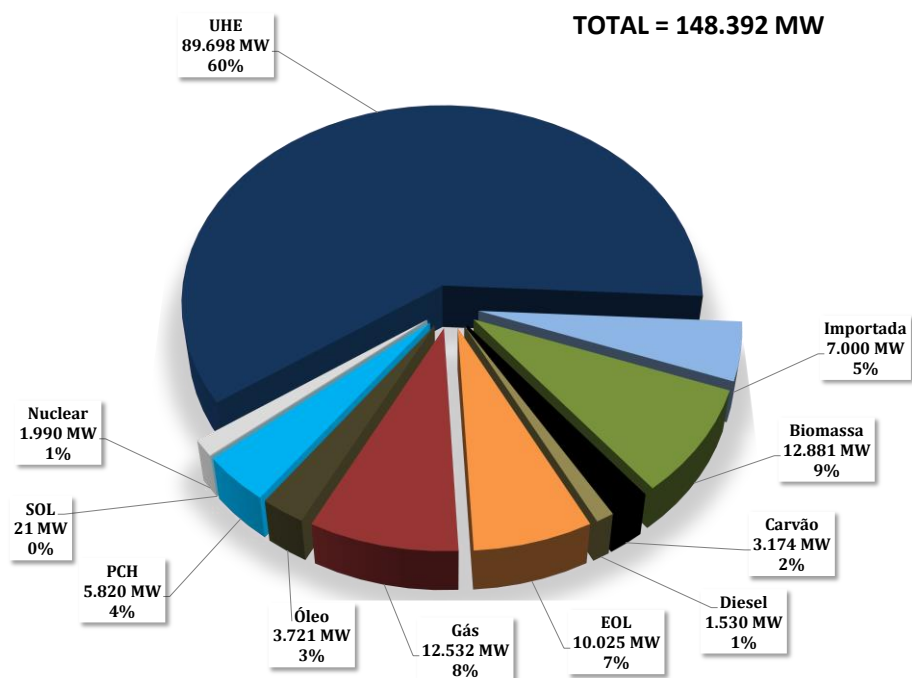
3.4.1 CONFIGURAÇÃO INICIAL PARA A EXPANSÃO

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada nos leilões passados. Em dezembro de 2016, o SIN contava com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 148

GW, com participação das diversas fontes de geração (Gráfico 26).

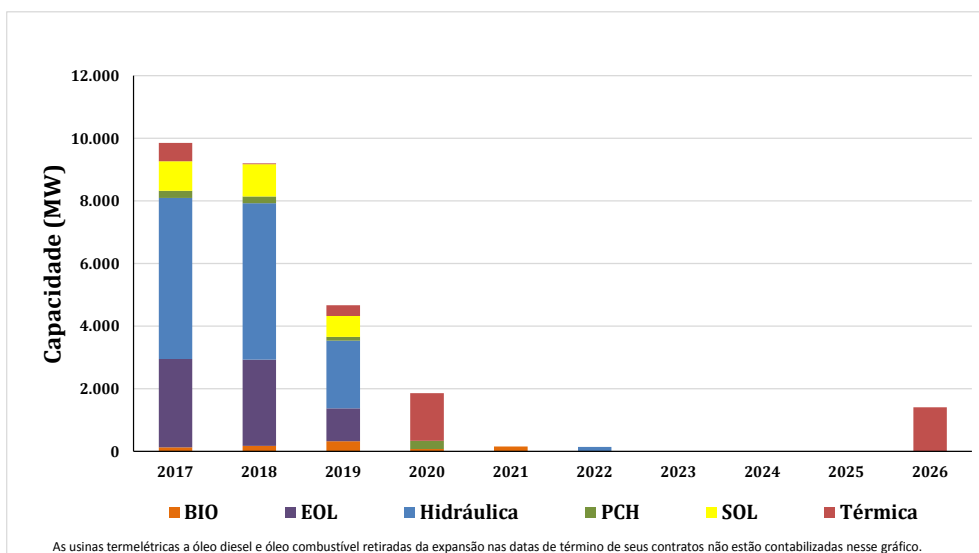
Os leilões realizados até 2016 resultaram na contratação de capacidade instalada que entrará em operação comercial no horizonte decenal, agregando nova oferta ao sistema (Gráfico 27).

Gráfico 26. Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2016



Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

Gráfico 27. Expansão contratada até 2016 – Incremento anual de capacidade



Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Biomassa	129	172	324	71	155	0	0	0	0	0
Eólica	2.818	2.755	1.048	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	5.148	5.000	2.162	0	0	142	0	0	0	0
PCH	232	218	123	264	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	940	1.029	670	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	591	28	340	1.521	0	0	0	0	0	1.405

Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

3.4.2 EXPANSÃO APENAS PARA ENERGIA

Ao se aplicar o MDI apenas para expansão de energia, ou seja, não se considerando o atendimento à demanda máxima de ponta, a expansão obtida para o Cenário de Mercado de Referência é apresentada na Tabela 15, do Anexo II. Para essa expansão, o Custo Marginal de longo prazo de Energia obtido pelo MDI foi de R\$ 170/MWh, conforme apresentado na Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017.

Utilizando o Modelo Newave para obter os Custos Marginais de Operação (CMO) e riscos de déficit de energia, apresentados no Gráfico 28, verifica-se que o ano de 2026 apresenta um valor de CMO de R\$ 166/MWh, compatível, portanto, com os critérios de planejamento definidos pela Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Entretanto, como a expansão obtida contempla apenas o atendimento à carga média de

energia, a análise de atendimento à demanda máxima instantânea apresenta elevados riscos de déficit de suprimento de ponta (Gráfico 29), evidenciando a necessidade de oferta adicional para complementação de potência.

Visando obter a expansão ótima para o atendimento à curva de carga mais detalhada, e não somente seu valor médio, torna-se necessária nova execução do MDI, considerando agora também o atendimento à demanda máxima, além do atendimento à demanda de energia.

Considerando o caráter indicativo do PDE e a importante sinalização para o atendimento à ponta, que requer fontes específicas para o suprimento seguro e eficiente, todas as análises de expansão da oferta de energia a seguir incluirão a restrição de atendimento à demanda máxima, apontando assim para o suprimento à curva de carga mais detalhada.

Gráfico 28. Custo Marginal de Operação da Expansão para Atendimento apenas à Carga de Energia

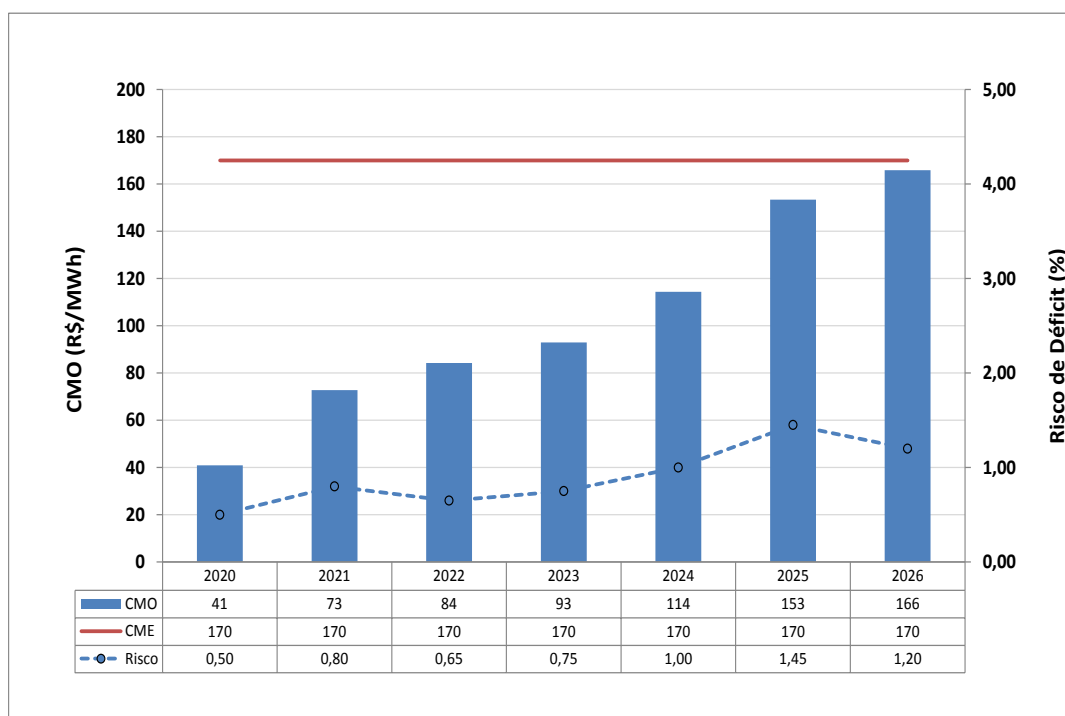
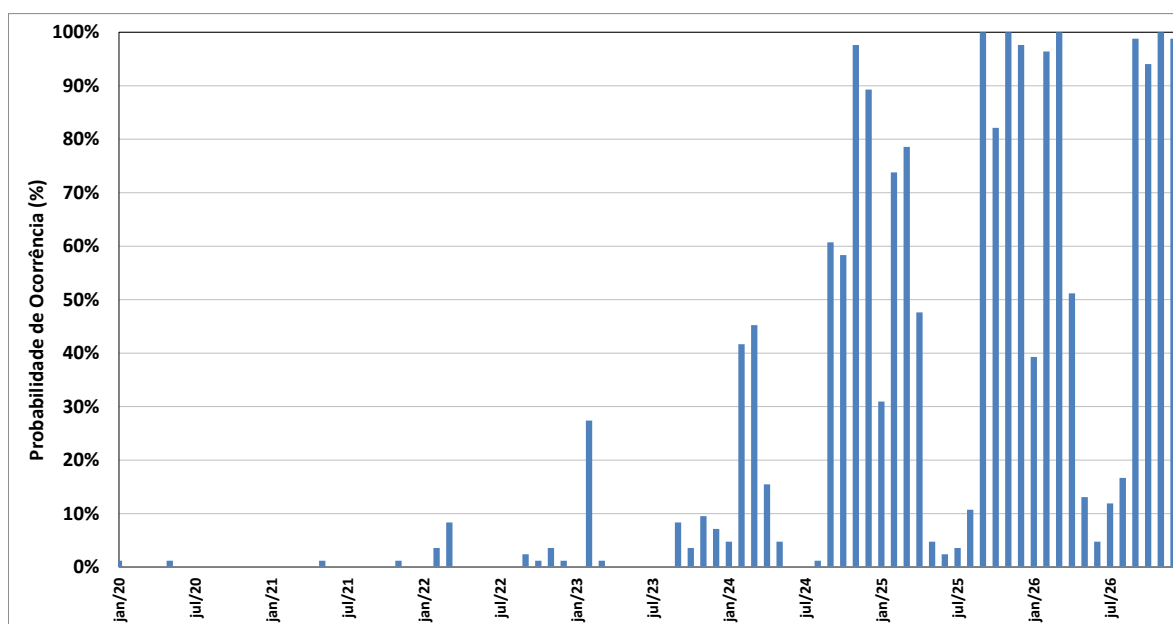


Gráfico 29. Risco de Déficit de Potência na Expansão para o Atendimento apenas à Carga de Energia



3.5 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Tendo em vista as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, o PDE 2026 apresentará algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de sensibilidade do tipo *what-if*, visando sinalizar seus efeitos na expansão e promover discussões que permitam o desenvolvimento de ações que devam ser tomadas para cada situação. São elas:

1. Expansão de Referência: considerando as premissas apresentadas neste relatório e o cenário de referência para projeção da carga de energia elétrica;
2. Expansão para o cenário de demanda alternativa: utilizando as mesmas premissas da expansão de referência, porém utilizando a projeção de carga alternativa;
3. Expansão com incerteza na demanda: considerando o cenário de expansão da oferta de energia quando se admite uma incerteza na projeção de mercado (a projeção de mercado do Cenário de Referência e a projeção de mercado do Cenário Alternativo);
4. Expansão considerando redução do custo de investimento para solar fotovoltaica centralizada: para o mercado de referência, avalia-se a competitividade da opção solar fotovoltaica, caso ocorra redução de 40% do CAPEX ao longo do horizonte decenal;
5. Expansão com restrição total para UHE: cenário em que se consideram todas as UHE candidatas à expansão com data mínima posterior ao fim do horizonte decenal, considerando-se a projeção de mercado de referência;
6. Avaliação dos impactos de uma mudança na situação hídrica, com restrições de vazões na região Nordeste: corresponde a uma análise da situação hidrológica crítica na região Nordeste, contemplando possíveis causas e enumerando ações na busca de soluções factíveis;
7. Efeito das políticas energéticas sobre o custo da expansão do sistema: considerando o Cenário de Mercado de Referência são apresentadas a chamada Expansão Livre (obtida como resultado do MDI sem nenhuma imposição de política energética) e a chamada Expansão Dirigida (no qual se incorporam políticas energéticas relativas ao desenvolvimento eólico, solar e biomassa com CVU nulo) e a chamada Expansão de

Referência que inclui a entrada de eólica e solar centralizada em 2020 e de uma termelétrica ciclo combinado no NE em 2023. Com isso são apresentados os custos adicionais incorridos pela Expansão de Referência em relação à Expansão Dirigida.

8. Efeito da situação de armazenamento em maio de 2017 sobre a evolução dos custos marginais de operação: consiste na apresentação da evolução dos custos marginais de operação (principalmente no horizonte de mais curto prazo) obtidos pelo Newave ao iniciar a simulação em maio de 2017, considerando o armazenamento inicial do sistema atualizado (estimativa para final de abril divulgada no Sumário Executivo do PMO - Semana Operativa de 15/04/2017 a 21/04/2017).

O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) fornece a expansão ótima da oferta para cada visão de futuro, que é apresentada no ANEXO II. Após a sinalização dessa expansão, é realizada a simulação com o modelo de operação Newave, incorporando-se os ajustes necessários para melhor representar a operação do sistema.

Informações detalhadas para cada cenário, como evolução da capacidade instalada, limites de interligações e valores mensais de demanda, poderão ser obtidas no site da EPE.

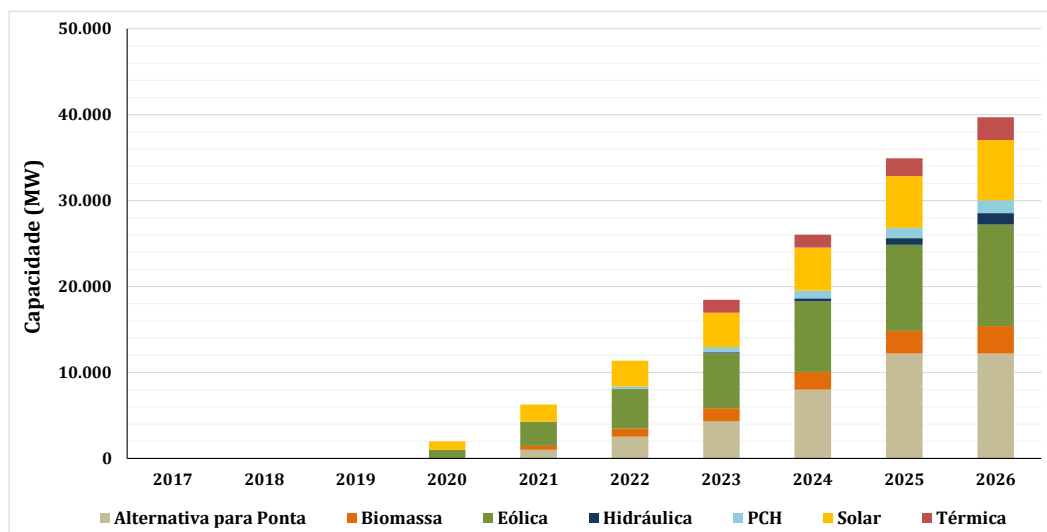
3.5.1 CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI com restrição de atendimento à demanda máxima, e ajustando as datas para início do enchimento dos reservatórios, considerando a motorização das unidades geradoras das usinas selecionadas, chega-se à expansão de referência indicativa (Gráfico 30). A evolução da capacidade instalada do SIN no horizonte decenal, separada por tipo de fonte, considerando o parque existente, contratado e a Expansão de Referência, é apresentada no Anexo I.

Essa expansão indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 174,5 bilhões no período de 2020 a 2026 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Destaca-se que, nesse montante, não estão contemplados os investimentos associados à parcela já contratada.

Baseada na expansão de referência, o Custo Marginal de Expansão (CME) de geração do sistema, obtido pelas variáveis duais das equações de atendimento à carga de energia e demanda máxima de potência futuras, resultou no valor de R\$ 217/MWh. Vale destacar que esse valor deve ser interpretado com atenção, não podendo ainda ser utilizado na definição de parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos, na medida em que, atualmente, a contratação destes novos empreendimentos considera apenas o respectivo benefício energético. Aprimoramentos na definição dos parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos podem ser necessárias para a internalização completa dos benefícios relativos ao suprimento da demanda máxima de potência do sistema, dentre outros fatores relevantes para o sistema.

Gráfico 30. Expansão Indicativa de Referência



Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alternativa Ponta	0	0	0	0	994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	118	351	787	1.317
PCH+EOL+BIO+SOL	0	0	0	2.000	5.271	8.843	12.514	16.187	19.857	23.529
Térmica	0	0	0	0	0	0	1.500	1.500	2.084	2.667

Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

A lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8. Usinas Hidrelétricas Indicativas

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	118	2023
Tabajara	350	2024
Apertados	139	2025
Ercilândia	87	2025
Foz do Piquiri	93	2025
Castanheira	140	2026
Porto Galeano	81	2026
Bem Querer	709	2026
Itapiranga	725	2026

As informações de custos dos projetos hidrelétricos utilizadas neste PDE foram obtidas a partir de estudos públicos disponibilizados na EPE. Alguns deles, muito antigos, passaram por avaliação crítica da equipe técnica. Outros poderão ser atualizados no futuro após a conclusão de estudos em andamento pelos diversos agentes envolvidos na avaliação de viabilidade técnica, econômica e ambiental, sendo a melhor informação atualmente disponível utilizada para a tomada de decisão de planejamento da expansão. Dessa forma, a lista apresentada deve ser vista como uma referência para a expansão, e não uma previsão dos empreendimentos que serão contratados nos próximos leilões. Todas as UHEs cujos prazos processuais permitam a viabilização no horizonte decenal são vistas como candidatas à expansão e, sendo técnica e economicamente benéficas, serão incorporadas ao sistema.

A expansão indicada da opção PCH e CGH mostra que, de acordo com os custos informados e com sua contribuição de energia e potência, o potencial de 300 MW por ano pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados.

Em relação à biomassa com bagaço de cana (CVU nulo), o mesmo panorama de competitividade econômica se apresenta. Na avaliação do impacto das políticas, a alternativa de Expansão Livre apresenta um significativo aumento na indicação dessa fonte.

A necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2021, ultrapassando o montante de 12.000 MW em 2026. Os parâmetros de confiabilidade de potência utilizados para a aferição da necessidade de implantação de expansão dedicada ao suprimento de potência são apresentados na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017.

No entanto, vale ressaltar que, por exemplo, uma eventual implantação futura de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal.

Nesse sentido, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, contribuindo para menor necessidade futura de alternativas de ponta, decorrente, principalmente, por:

- Busca dos empreendedores em disponibilizar para despacho no sistema maior oferta de energia nos horários de carga máxima;
- Maior cuidado dos empreendedores nos programas de manutenção das usinas de modo a reduzir as taxas de falha e a coincidência dos períodos de manutenção com as horas de maior necessidade de potência.

Vale ressaltar também que, pelos resultados do estudo, a expansão da Alternativa de Ponta é sinalizada primordialmente na região Sudeste e em menor escala na região Sul. No entanto existem

aspectos não capturados pela representação do sistema no MDI que podem justificar alterações na localização de parte significativa dessas usinas, principalmente se a implantação for feita por meio de termelétricas de partida rápida. O desenvolvimento maciço da expansão eólica pode fazer com que uma parcela dessa expansão tenha de ser localizada na região Nordeste visando suprir o sistema nas situações de variabilidade dos ventos. Para isso, são necessários estudos detalhados de transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel, transmitindo a oferta eventualmente alocada na região Sudeste pelo uso da interconexão Sudeste-Nordeste. Esses estudos já estão sendo realizados na EPE e espera-se que os resultados sejam obtidos oportunamente.

Outro ponto relacionado à localização das usinas termelétricas indicativas diz respeito à situação hidrológica da região Nordeste. Há alguns anos, a bacia do Rio São Francisco vem apresentando afluições desfavoráveis com perspectivas de manutenção desse panorama mais à frente. Esse cenário pode ser agravado ainda mais com a possibilidade de aumento crescente nos usos consuntivos da água, que, no entanto, não estão ainda incluídos nos estudos de planejamento da operação do sistema. Esse panorama motivou a avaliação específica apresentada adiante.

Além da expansão já contratada do sistema de transmissão, o modelo de decisão de investimentos não indicou necessidade de ampliação nos limites de intercâmbio, utilizando o critério de benefício energético, em escala mensal. É importante frisar, entretanto, que novos troncos e reforços no sistema elétrico podem vir a ser necessários em função de restrições capturadas em estudos de planejamento e da operação do sistema com discretização horária ou por análises puramente elétricas, conforme será apresentado no Capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

Os avanços metodológicos citados ao longo de todo esse texto incluem a necessidade de maior integração entre os estudos de geração e transmissão. As metodologias consagradas e utilizadas atualmente se baseiam na definição de cenários de geração que subsidiam análises de transmissão através de “fotografias” (*snapshots*,

segundo o termo técnico) da operação. Com o aumento da participação de fontes não controláveis, essas fotografias variam com maior velocidade, colocando em xeque esse processo quando o objetivo é a avaliação econômica sob incerteza. É necessário que as ferramentas computacionais de planejamento utilizadas pela EPE contemplem a maior integração necessária entre os processos de geração e transmissão, capturando as variações temporais das fontes de geração nas escalas adequadas, as incertezas relevantes, e as capacidades de intercâmbio para cada situação, verificando assim, quando restrições forem identificadas, se o tempo pelo qual elas devem se manter e a probabilidade de ocorrência dos cenários compensa economicamente a expansão de transmissão, respeitados os critérios de segurança de suprimento e economicidade.

Dadas as variáveis de incerteza inerentes ao caráter indicativo da expansão da geração, cabe destacar que as instalações de transmissão têm natureza determinativa e uma realidade de prazos crescentes associada à suas implantações. Em decorrência, surge a necessidade de se adotar no planejamento avaliações de eventuais antecipações de reforços de transmissão, sempre respaldadas por análises econômicas e energéticas, buscando a devida harmonização com possíveis estratégias de localização e cronograma dos diferentes tipos de fontes de geração indicadas no Plano.

ANÁLISE DETALHADA EM BASE MENSAL

O Gráfico 31 apresenta a participação de cada fonte, em relação à capacidade instalada, na composição da matriz. Destaca-se que, apesar da redução da participação de usinas hidrelétricas, o sistema mantém a predominância de fontes renováveis e não emissoras de gases causadores do efeito estufa. Nessa Expansão de Referência, a participação dessas fontes é sempre superior a 80% da capacidade instalada total do SIN.

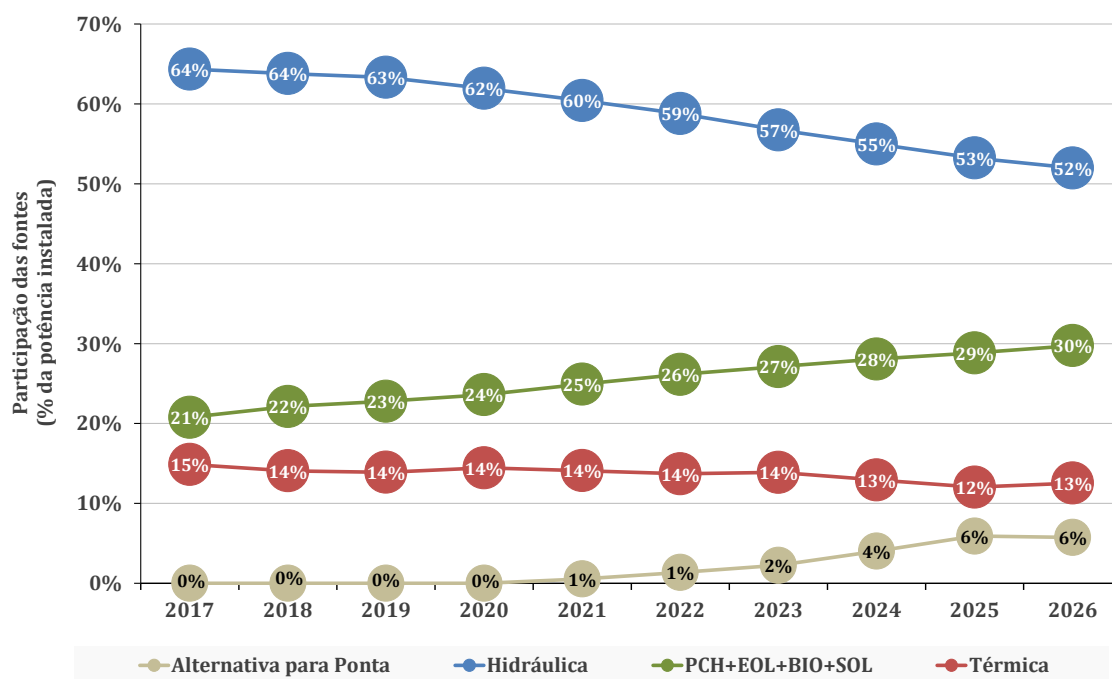
As avaliações dinâmicas permitem a obtenção das condições de atendimento dessa matriz. Em termos de expectativa de geração, em especial no ano de 2025, as simulações com o modelo Newave apontam para uma participação termelétrica de, aproximadamente, 9%. Essa geração resulta em

valores de emissão de gases causadores do efeito estufa de aproximadamente 36 milhões de teq de CO_2 , inferiores aos ocorridos nos últimos anos, contribuindo para a redução das emissões do setor elétrico. Vale ressaltar, por outro lado, que essas simulações são realizadas com modelos mensais, os quais não capturam as variações horárias, intrínsecas às fontes não controláveis, e que podem causar resultados diferentes dos obtidos nesse momento.

Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia. A Expansão de Referência apresenta um aumento na energia armazenável máxima do SIN inferior a 1% entre 2017 e 2026. Isso faz com que o sistema passe a operar com uma característica sazonal marcante, definida pela disponibilidade dos recursos naturais e com enorme dificuldade de estocar nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez. Essa característica traz novos desafios para a operação do sistema, mas também traz maior previsibilidade sobre as necessidades de despacho termelétrico.

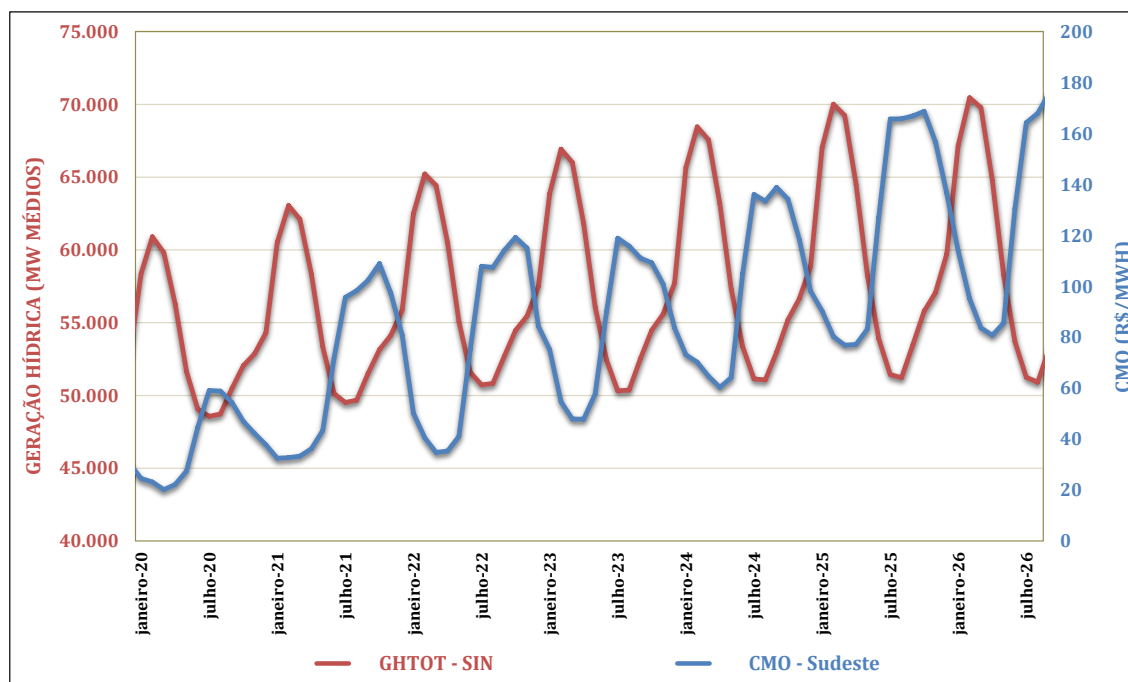
O Gráfico 32 apresenta, em escala mensal, a variação da geração hidráulica total média, onde é possível identificar a sazonalidade citada e maior variação entre as gerações dos períodos úmidos e secos, ao longo dos anos. Essa sazonalidade resulta em variações de CMO, ou seja, os meses de maior geração hidráulica se apresentam com CMO mais baixo enquanto nos meses de menor geração hidráulica verifica-se CMO mais elevados resultantes da maior expectativa de geração termelétrica. Isso intensifica e amplia uma característica já conhecida do sistema brasileiro: os custos marginais de operação sofrem maiores influências da disponibilidade dos recursos naturais, destacadamente hidráulicos, do que das variações da carga de energia. São apresentados os valores a partir de 2020, pois os resultados entre 2017 e 2019 são influenciados pelas condições iniciais da simulação do sistema. O efeito das condições iniciais é explicitado no Caso 8 (Seção 3.5.5).

Gráfico 31. Participação das Fontes



Nota: A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH.

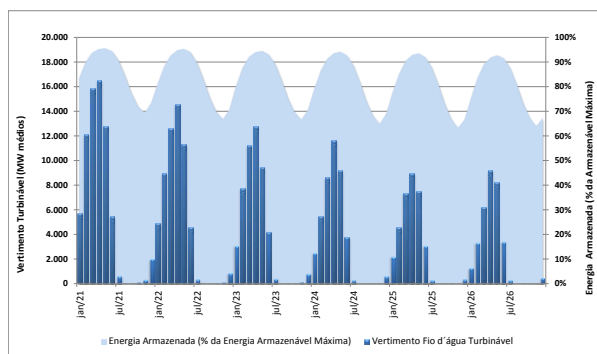
Gráfico 32. Geração Hidráulica e CMO mensal



Adicionalmente, o Gráfico 33 mostra que entre os meses de janeiro e junho existe elevada expectativa de vertimento turbinável. Por outro lado, os meses de setembro a dezembro apresentam os níveis de armazenamento mais baixos.

Apesar da tendência de redução dessa expectativa de vertimento ao longo dos anos, os valores se mantêm elevados, sinalizando a baixa probabilidade de o sistema exigir geração termelétrica, por razões energéticas, nesses meses. Por outro lado, a tendência de valores cada vez mais baixos de armazenamento ao final de cada ano mostra que a geração termelétrica poderá ajudar a manter os níveis dos reservatórios e prevenir o sistema contra eventuais atrasos nas estações chuvosas. Essa maior previsibilidade das características do sistema pode direcionar a definição dos mecanismos de contratação, como por exemplo, viabilizando a contratação de inflexibilidade sazonal, retirando assim a geração compulsória de meses onde há excedentes e alocando a energia termelétrica nesses períodos de maior necessidade.

Gráfico 33. Vertimento Turbinável e Armazenamento



NECESSIDADE DE OPÇÕES DE EXPANSÃO PARA ATENDIMENTO A DEMANDA DE POTÊNCIA

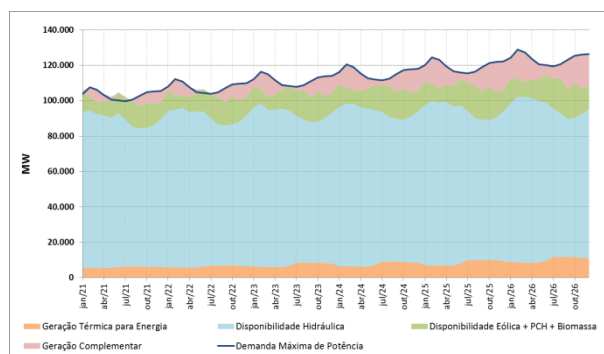
Destaca-se também, a partir de 2021, a entrada de fontes cujo principal serviço prestado é o de atendimento à demanda de potência do sistema. As alternativas candidatas à expansão neste PDE para esse tipo de serviço são: as termelétricas de partida rápida, a motorização adicional em UHE, as

usinas reversíveis, as baterias e a resposta pelo lado da demanda.

Fazendo o uso das metodologias atualmente disponíveis para avaliação do atendimento à demanda máxima e horária, desenvolvidas internamente na EPE, é possível identificar e qualificar pontos que exijam avanços metodológicos e regulatórios para o setor. No entanto, devido às limitações das ferramentas computacionais atualmente disponíveis, notadamente a ausência de discretização horária da representação do sistema, não é possível fazer um maior detalhamento das diversas alternativas de atendimento a ponta.

O Gráfico 34 apresenta a variação da demanda máxima mensal do SIN, durante os anos em que há necessidade de indicação de fontes específicas para o atendimento à demanda de potência (2021-2026) e o valor esperado de contribuição de cada fonte para seu atendimento, considerando as 84 séries históricas de vazões. Nota-se que os maiores valores de demanda instantânea ocorrem entre os meses de janeiro a abril. As fontes renováveis possuem uma grande participação no atendimento a essa demanda, com destaque para as UHE, que tem a capacidade de maximizar sua geração nos horários de maior necessidade.

Gráfico 34. Atendimento à Demanda Máxima do SIN

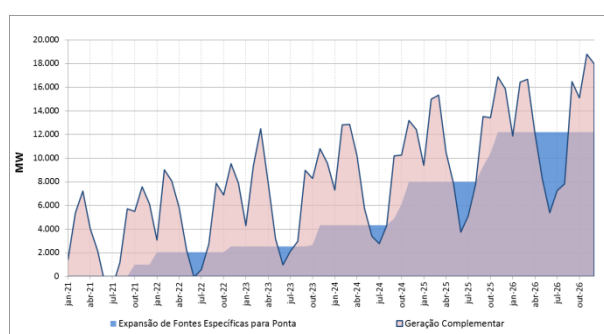


A estimativa da disponibilidade para atendimento à demanda máxima das fontes não controláveis considera que as eólicas contribuem com um montante equivalente a 5% das piores medições de vento nas horas onde a demanda máxima tem ocorrido e as usinas fotovoltaicas não participam como recurso de atendimento a essa demanda.

Além da geração térmica necessária para o atendimento energético, ou seja, do montante despachado pelo modelo Newave para cada cenário de afluência, há a necessidade de uma geração complementar para o atendimento à demanda máxima, identificada pela área superior do Gráfico 34. Essa complementação se amplia a cada ano em função da entrada significativa das opções de expansão renovável (principalmente eólica e solar), que possuem maior vocação para o suprimento à carga média de energia e menor controlabilidade para o atendimento de potência.

Tal necessidade é, também, fortemente afetada pela redução na capacidade de regularização dos reservatórios das UHE, o que reduz a capacidade de modulação e aumenta as perdas de potência por deplecionamento.

Gráfico 35. Geração Complementar x Alternativa de Ponta



No início do horizonte decenal, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta. Isso exige medidas operativas que certamente elevam o custo de operação. Ao longo dos anos, uma parcela desse atendimento passará a ser feita pelas fontes indicadas neste PDE com características específicas para o atendimento à demanda de ponta, ou seja, que permitam uma resposta rápida a variações repentinas na demanda. O Gráfico 35 compara a necessidade de geração complementar, apresentada no Gráfico 34, com a oferta indicada como alternativa de ponta. Nota-se que ela responderá por uma parcela cada vez maior dessa

geração adicional, permitindo maior eficiência no uso futuro dos recursos energéticos.

É possível notar também que, em valores esperados, a geração complementar deverá ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril. Pode-se inferir que, entre janeiro a abril, essa complementação seja motivada pelas maiores demandas de potência, enquanto que, entre setembro e dezembro, pelas menores disponibilidades hidráulicas.

A elevada expectativa de vertimentos turbináveis entre os meses de janeiro a junho sinaliza para a oportunidade de se dispor de fontes que promovam a flexibilidade operativa, como usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas existentes e baterias. Essas fontes poderão aproveitar o excedente de energia nos momentos de maior vertimento. Por outro lado, fontes que também agreguem energia ao sistema, como usinas termelétricas de partida rápida, poderão contribuir não só para o atendimento à ponta como também em eventuais necessidades de recuperação dos níveis de reservatórios nos meses de armazenamento mais baixos, como setembro a dezembro.

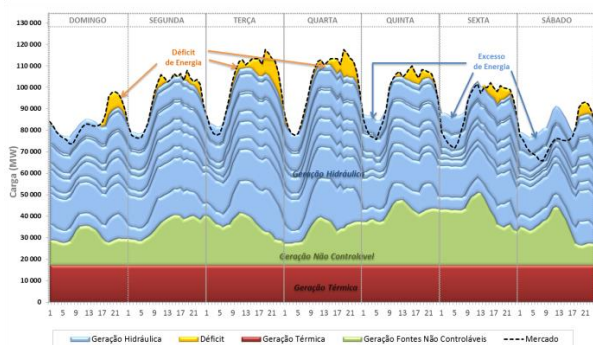
ANÁLISE DETALHADA EM BASE HORÁRIA

Outro fator importante a ser avaliado na escolha das alternativas é a expectativa dos ciclos operativos e o tempo necessário para a contribuição de potência. Essa expectativa só pode ser obtida com avaliações horárias que considerem o perfil da demanda, perfis das fontes não controláveis e as restrições das fontes controláveis.

A metodologia atualmente disponível na EPE para avaliação da adequação das metas mensais de geração ao perfil horário, apesar de simplificada, permite identificar situações que podem ocorrer na operação, mas que não podem ser visualizadas nos modelos com discretização mensal. O Gráfico 36 ilustra o atendimento semanal, em base horária, para uma série histórica de afluência, mantendo as metas mensais de geração obtidas para esse cenário pelo modelo Newave, para o mês de abril de 2026. Por essa metodologia, para manter a geração média mensal, as usinas termelétricas não estão sendo

moduladas em base horária, o que acarreta, no caso ilustrado, o não atendimento nos períodos de máxima demanda. A evolução em direção a um modelo de planejamento da expansão que represente a dinâmica de curto prazo do sistema com mais precisão evitaria problemas como esse.

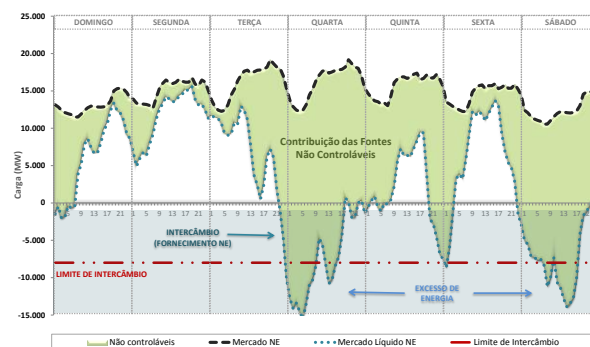
Gráfico 36. Atendimento Horário - SIN



Conforme apresentado no Gráfico 33, esse mês apresenta um elevado valor esperado de vertimento turbinável, avaliando a escala mensal. Destaca-se nessa situação que a elevada geração das usinas a fio d'água da região Norte contribui para a possibilidade de ocorrência de vertimentos na madrugada, provenientes da impossibilidade de armazenamento para posterior geração. Esses vertimentos identificados devem ser somados aos esperados nas avaliações mensais, pois não estão incluídos naqueles montantes apresentados. Ou seja, além do excedente de energia resultante da sazonalidade aliada à perda da capacidade de regularização, a ausência de flexibilidade operativa em escala horária não permitirá a manutenção das metas mensais, ocasionando mais vertimentos.

Como consequência dos vertimentos nos momentos de menor demanda horária surge a necessidade de complementação da oferta nos instantes de demandas mais elevadas. A duração em horas em que essa complementação será necessária somente pode ser obtida em avaliações com essa discretização temporal e são fundamentais para a escolha e dimensionamento da oferta indicada com esse propósito.

Gráfico 37. Geração das Fontes Não Controláveis - NE



Outra possível causa de vertimento em escala horária, ilustrada no Gráfico 37 para o período de junho de 2026, é a alta contribuição eólica nos momentos de carga leve. Essa contribuição, associada a restrições de defluência mínima das UHE, metas de geração termelétrica (estabelecidas em escala mensal e semanal) e limites de intercâmbio, pode resultar na impossibilidade do escoamento de todo o excedente para as outras regiões do SIN. Vale destacar, mais uma vez, a importância da avaliação horária não só para representar adequadamente o sistema gerador, como também para a avaliação do sistema de transmissão, fundamental para a otimização da operação energética.

Ou seja, além das avaliações sobre as características operativas obtidas em análises médias mensais, a análise horária captura os vertimentos intradiários que podem ocorrer. Além disso, esse tipo de análise também identifica que a necessidade de geração complementar ocorre não apenas nos momentos de demanda máxima, mas também em diversas horas por dia. Isso faz com que as metas mensais de geração possam não ser mantidas, ou seja, os custos de operação e níveis esperados de armazenamento ao final de cada mês não sejam os resultantes da simulação mensal. Conclui-se, dessa forma, que, para a adequada avaliação do sistema futuro, é fundamental a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal preferencialmente horária.

As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação. Atualmente, o único item valorado nos leilões é o produto energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Essa nova modalidade de contratação deve garantir que o sistema atenda não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, mas também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

Essas variações alteram o perfil da curva de carga líquida, a ser atendida pelas fontes controláveis. Com a penetração cada vez maior das fontes intermitentes, aumenta a necessidade de flexibilidade operativa, fazendo com que o sistema possua uma parcela da capacidade instalada com capacidade de modulação rápida no curto prazo. Essas podem ser plantas com fatores de capacidade moderados a baixos, ou até mesmo fontes que não

agreguem energia, mas consumam em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade, em menor quantidade devido às perdas do processo. Para a viabilização dessas últimas fontes, a modalidade de contratação que valora apenas o benefício energético não é suficiente para remunerar os serviços prestados, visto que, nesse quesito (geração de energia), elas agregam pouco ou nenhum valor ao sistema.

Conclui-se, assim, pela necessidade de reformulação das modalidades de contratação da expansão do sistema, para que todos os serviços sejam valorados e remunerados adequadamente. Os modelos adotados pelo mundo e servem de referência para a discussão que o setor elétrico brasileiro deve promover, conduzindo para as mudanças necessárias. Todavia, é necessário considerar nessas discussões as particularidades do sistema brasileiro, de modo a transpor adequadamente ao caso brasileiro as soluções adotadas em outros países.

BOX 3.5 – O CONTEXTO ATUAL DE ANGRA 3

Atualmente a construção da UTN Angra 3, e demais ações correspondentes ao projeto, encontram-se interrompidas. Durante esse período, a Eletrobras Termonuclear — Eletronuclear – tem se concentrado nas atividades de preservação do canteiro de obras, manutenção estrutural, dos equipamentos e dos materiais já adquiridos e estocados. Por esse motivo, a UTN Angra 3 foi considerada na Alternativa de Referência iniciando a operação em 1º de janeiro de 2026.

Entretanto, a Eletrobras, em conjunto com a Eletronuclear, vem desenvolvendo ações mitigatórias que englobam o desenvolvimento de estudos visando à definição de um novo modelo de contratos, de estruturação financeira, da preservação dos investimentos já realizados, além de atividades preparatórias para a retomada do empreendimento.

A situação atual do empreendimento indica a necessidade de aporte de elevados valores, a serem obtidos através de financiamento, já em fase de negociação. Assim, a solução completa para a conclusão do empreendimento encontra-se sob avaliação e a ser deliberada conforme orientação do Conselho Nacional de Política Energética.

Nesse sentido, a projeção mais recente da Eletronuclear e da Eletrobras indica a data de 1º de janeiro de 2024 como marco para entrada em operação comercial da usina, conforme informações encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia. Assim que as questões que impedem o desenvolvimento do projeto sejam equacionadas, e uma decisão favorável à continuidade da usina seja tomada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, essa nova data será imediatamente considerada nos cenários de referência do planejamento da expansão, o que terá impactos no balanço oferta x demanda e por consequência no espaço de oferta para novos investimentos.

3.5.2 WHAT-IF SCENARIOS: ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Como explicado, este PDE considera uma análise das incertezas associadas ao processo de planejamento através de análises de sensibilidade nas principais variáveis, ou análises “what-if”. O objetivo dessas sensibilidades é mostrar como o planejamento visualiza a resposta do sistema frente a cenários alternativos, visando fomentar a discussão com a sociedade. Eles são discutidos a seguir, em conjunto com seus resultados.

3.5.2.1 EXPANSÃO PARA O CENÁRIO ALTERNATIVO DE DEMANDA

O Cenário Alternativo de Demanda apresenta uma taxa média de crescimento de 4,2% ao ano, contra 3,7% ao ano do cenário de referência. Isso resulta em uma carga de energia de aproximadamente 5.000 MW médios maior em 2026, como apresentado no Gráfico 38, o que significa uma antecipação de pouco menos de dois anos no fim do horizonte decenal.

Além disso, apresenta-se também o balanço de garantia física comercial, sem a oferta indicativa, que tem o objetivo de indicar uma estimativa da necessidade de contratação de energia nova para os

dois Cenários de Mercado considerados (Referência e Alternativo).

Dependendo do cenário de mercado considerado (Referência ou Alternativo), o balanço comercial de garantia física sinaliza uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de algo entre 10.000 e 15.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal. É importante ressaltar que esse intervalo é apenas uma *proxy* da energia a ser contratada para suprir as necessidades do sistema e pode diferir das reais necessidades sinalizadas pelos agentes de mercado. A razão é que a demanda dos leilões de energia nova, que suprem o mercado regulado, é oriunda das distribuidoras que utilizam projeções econômicas e estratégias de contratações que podem ser distintas daquelas adotadas neste plano. Raciocínio similar vale para a contratação para suprir a expansão do mercado livre.

Mantidas todas as hipóteses descritas nas premissas, a expansão resultante considerando o Cenário de Mercado Alternativo leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de 14.000 MW aproximadamente no fim do horizonte decenal, em relação ao Cenário de Referência. O Gráfico 39 apresenta a respectiva expansão da oferta indicativa.

Tabela 9. Taxas de crescimento dos cenários de demanda no SIN

Taxa de Crescimento (% a.a.)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cenário de Referência	4,2%	2,9%	3,1%	3,6%	4,5%	4,3%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%
Cenário Alternativo	5,4%	3,6%	3,8%	3,8%	4,8%	4,8%	4,1%	3,8%	3,9%	3,8%

Gráfico 38. Comparação entre as projeções de demanda

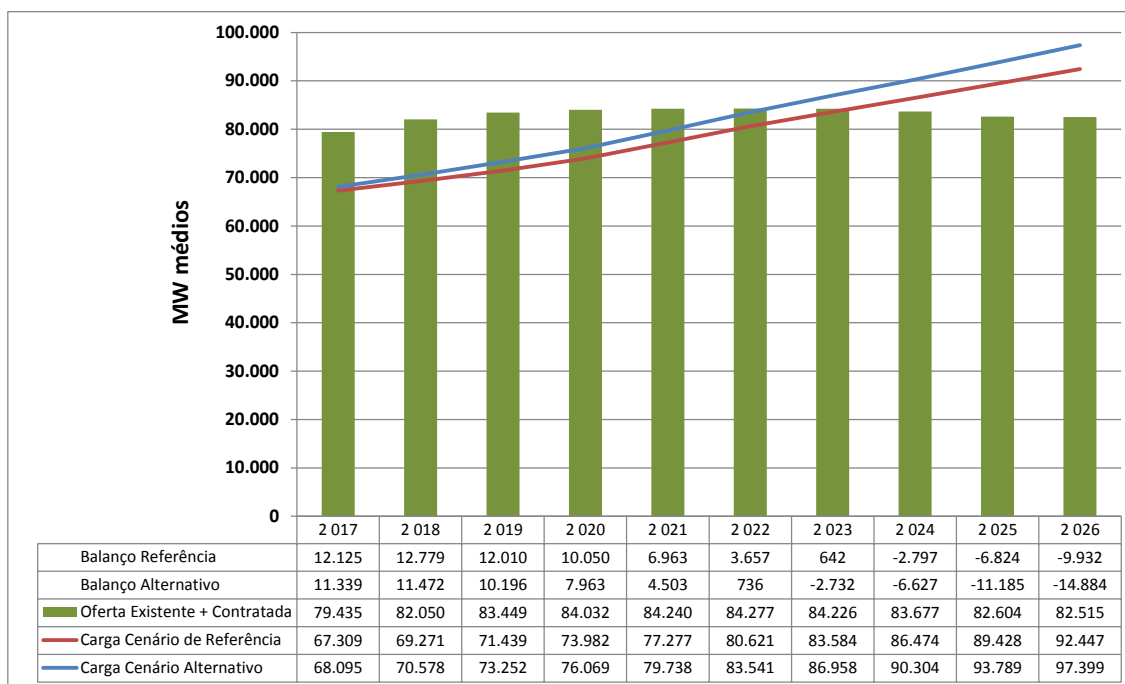
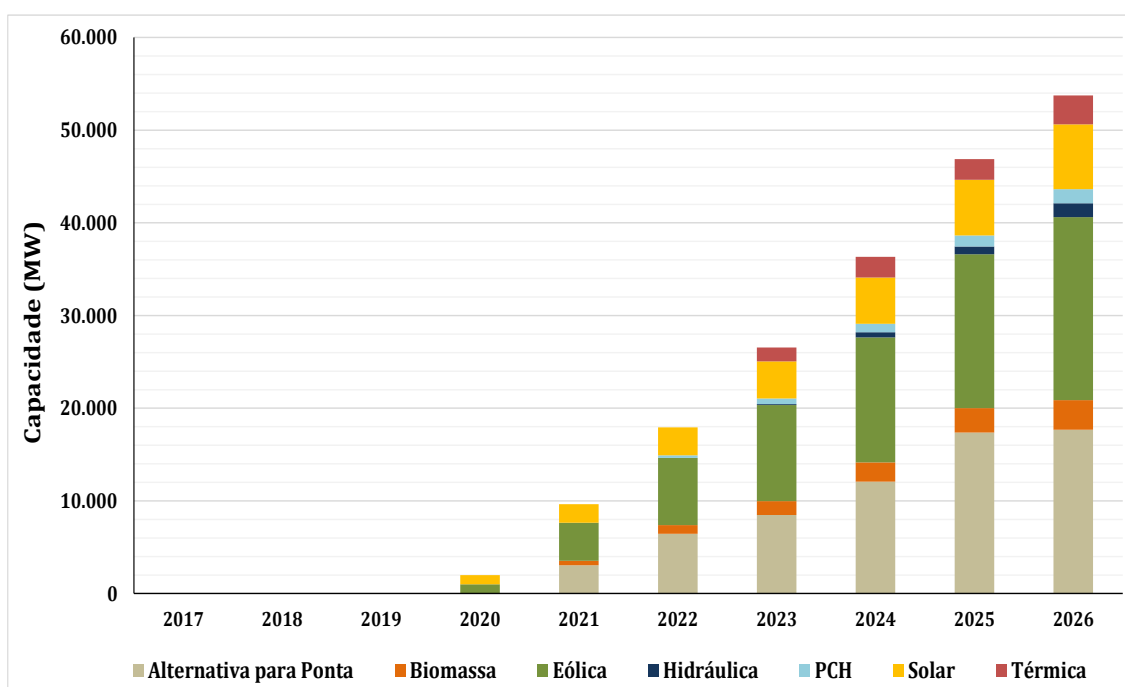


Gráfico 39. Expansão Indicativa - Mercado Alternativo



Nota O montante apresentado como PCH inclui também a indicação de empreendimentos classificados como CGH.

Essa expansão requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 231,8 bilhões no período de 2020 a 2026, para a parcela indicativa.

Desse total, pode-se destacar a sinalização pela antecipação de algumas UHE, principalmente de 2025 para 2024 e a inclusão, no horizonte, de empreendimentos cujo início de operação, no Cenário de Referência, ocorreriam após 2026. A Tabela 10 lista as usinas hidrelétricas que fazem parte dessa configuração.

Tabela 10. UHE Indicativas - Mercado Alternativo

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	118	2023
Apertados	139	2024
Ercilândia	87	2024
Tabajara	350	2024
Foz do Piquiri	93	2025
São Miguel	58	2025
Castanheira	140	2026
Porto Galeano	81	2026
Itapiranga	725	2026
Bem Querer	709	2026

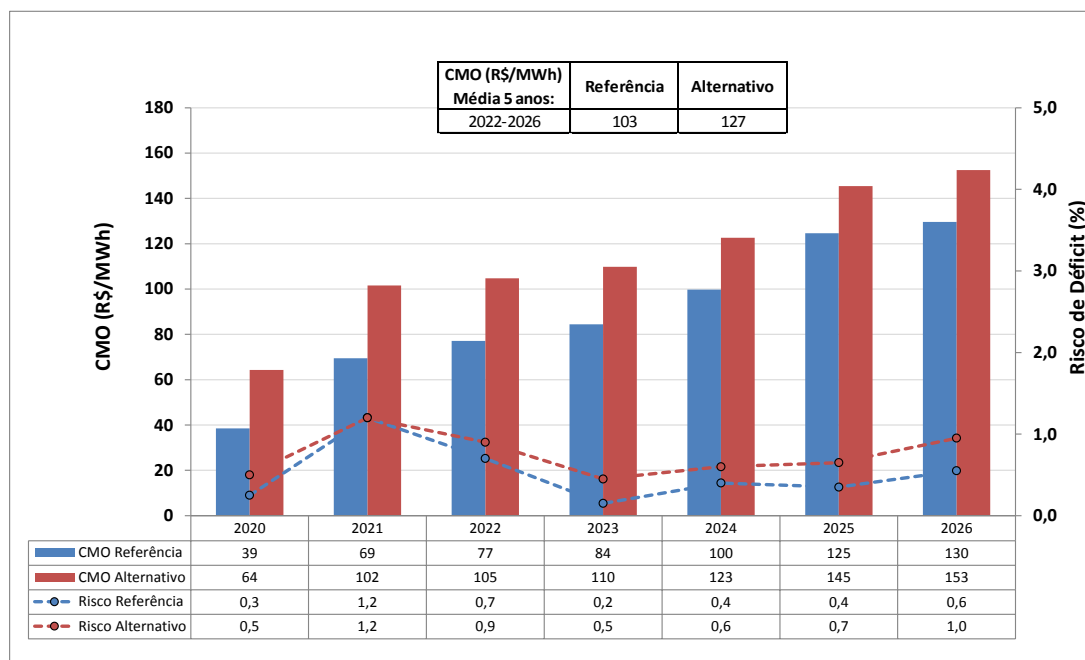
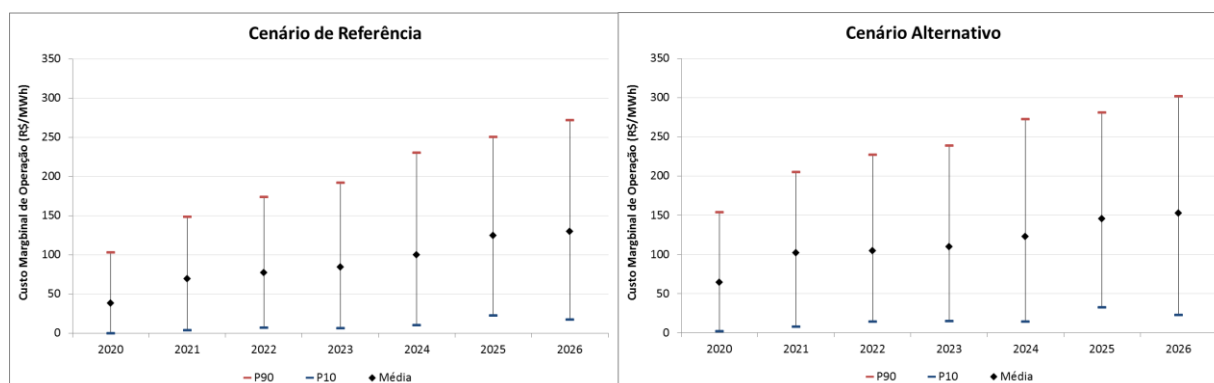
A expansão eólica se amplia no período 2021 a 2026, passando de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 3.100 MW/ano na Expansão com o Cenário de Mercado Alternativo. Por outro lado, o acréscimo de termelétricas a ciclo combinado é de apenas 400 MW em todo o horizonte, mostrando que, para o Mercado Alternativo, é economicamente viável uma expansão eólica maior, o que, em contrapartida, amplia a necessidade de alternativas para ponta. A complementação de potência necessária é 5.500 MW maior que na Expansão de

Referência, chegando a um total de 17.700 MW até 2026.

Mesmo para o cenário de demanda alternativa, a expansão solar fotovoltaica centralizada se manteve em 1.000 MW/ano, sinalizando que, mantidos os preços utilizados, esta opção não se mostra economicamente atrativa para o sistema.

A simulação da operação para a expansão com o Mercado Alternativo apresenta maior expectativa de geração termelétrica, em valores absolutos, principalmente no período seco, resultando em valor esperado das emissões de gases causadores do efeito estufa 8% maior (de, aproximadamente, 36 milhões de tonelada equivalente de CO₂ no cenário de referência para 39 milhões). Essa maior participação termelétrica faz com que os CMOs médios anuais desse novo cenário sejam superiores aos da Expansão de Referência. O Gráfico 40 apresenta a comparação desses valores (Os valores entre os anos de 2017 a 2019 não são apresentados, pois não refletem a situação conjuntural da operação do sistema) e do risco de não atendimento à carga.

O comparativo entre os valores de custo de marginal de operação dos dois cenários (com mercado alternativo e com mercado de referência) também podem ser observados através do Gráfico 41, onde são apresentados os percentis 10% e 90%, além dos valores médios desses dois casos. Percebe-se que há uma grande amplitude entre os menores e maiores valores de CMOs, causados pela variabilidade hidrológica, em relação à média de todos os cenários, que se intensifica com o Cenário de Demanda Alternativa.

Gráfico 40. CMO e Risco de Déficit - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste

Gráfico 41. CMO - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste


3.5.2.2 CASO 3: EXPANSÃO SOB INCERTEZA DA DEMANDA

O MDI permite também a avaliação da expansão sob incerteza da demanda. Dessa forma, a expansão indicada pelo modelo é a que resulta na decisão de mínimo custo total considerando que não sabemos hoje qual será o crescimento do mercado durante o horizonte de estudo na tomada de decisão, apenas estimamos sua distribuição de probabilidades. Para tal, foram atribuídas probabilidades de ocorrência para a projeção de carga de referência e a projeção alternativa.¹⁵

Comparando essa solução com as expansões obtidas para cada uma das hipóteses de mercado, tomadas isoladamente (Referência e Alternativo), identifica-se que a expansão total até 2026 sob esta condição de incerteza fica entre os dois valores, porém mais próxima do cenário de maior demanda (Cenário Alternativo de Demanda): de 52.000 MW aproximadamente para a expansão sob incerteza; 41.000 MW para a expansão de referência; e 55.000 MW para o Mercado Alternativo.

A indicação de expansão eólica também apresenta resultado intermediário entre os casos anteriores, com uma indicação de 2.400 MW/ano entre 2021 e 2026. Já a expansão termelétrica a ciclo combinado teve uma indicação maior que nos cenários anteriores (4.200 MW na expansão sob incerteza contra 2.700 MW para a expansão de referência e 3.100 para o mercado alternativo).

Por fim, a indicação da Alternativa de Ponta é praticamente igual entre o caso sob incerteza da demanda e o mercado alternativo. Esse resultado era esperado, pois, pelas metodologias atuais, o atendimento à ponta é feito através de balanços de capacidade. Logo, a maior demanda tende a conduzir a indicação para esse serviço. Cabe destacar, entretanto, que no curto prazo, em 2021, o montante necessário nesses casos é de aproximadamente 3.100 MW, ressaltando a importância de se desenhar

o formato e as condições para elaboração de leilões que considerem a necessidade de expansão para o atendimento à ponta do sistema.

3.5.2.3 CASO 4: EXPANSÃO CONSIDERANDO REDUÇÃO DO CUSTO DE INVESTIMENTO PARA SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA

O valor utilizado para o CAPEX da opção fotovoltaica na avaliação da expansão da oferta é de US\$ 1.300/kW, baseado nos valores ofertados nos últimos leilões de energia no Brasil. Esse valor é inferior aos preços praticados em 2016 nos Estados Unidos, que alcançam algo da ordem de US\$ 1.490/kW de acordo com NREL (2016). Desse valor do CAPEX, a parcela do Módulo Fotovoltaico responde por US\$ 640/kW. Uma redução em seu custo pode, efetivamente, se refletir em um menor valor para o custo de implantação da fonte fotovoltaica.

Admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2023, seu custo de implantação cairia para aproximadamente US\$ 800/kW. Embora pouco provável, esse valor corresponderia ao patamar no qual esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções.

Considerando essa redução no custo de investimento da opção fotovoltaica centralizada a partir de 2023, e mantidos o mesmo montante de encargos, em R\$/kW/ano utilizados no cenário de referência, a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 1.900 MW/ano, ficando assim superior ao limite mínimo considerado, confirmando uma maior atratividade econômica.

Adicionalmente reduz-se a contribuição da opção eólica a partir de 2021 que passa de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 1.500 MW/ano na alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica.

Com o aumento da participação fotovoltaica (que não contribui para o atendimento a ponta) e redução na expansão eólica (que contribui para a ponta, mesmo que com valores inferiores à sua geração média mensal), a alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica apresenta uma elevação de cerca de 400 MW na expansão para

¹⁵ Neste exercício, foi considerada a probabilidade de 50% para cada um dos cenários. Entretanto, esse valor não deve ser visto como uma sinalização da EPE para a evolução da economia, mas apenas uma indicação de como pode variar a expansão da oferta ao considerarmos a incerteza na demanda.

atendimento a ponta, alcançando 12.600 MW em 2026 contra 12.200 MW na Alternativa de Referência.

3.5.2.4 CASO 5: EXPANSÃO COM RESTRIÇÃO TOTAL PARA UHE

Para avaliar uma situação extrema de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal, foi elaborado um novo cenário restringindo a entrada de todas UHE até 2028. Esse cenário foi avaliado devido à dificuldade de licenciamento que os novos projetos vêm enfrentando, principalmente devido aos impactos socioambientais. Nesse caso, foi utilizada a carga do cenário de referência.

Para tentar minimizar os impactos da ausência de UHEs e da necessidade de fontes de energia firme, este cenário permite a entrada de novas usinas a carvão dentro do horizonte do decenal. As usinas térmicas a carvão nacional possuem algumas vantagens em relação às de combustível GN/GNL por possuírem baixo CVU, preço do combustível indexado somente a moeda nacional, além da existência de imensas reservas provadas. No entanto, esse tipo de usina tem contra si uma elevação no nível de emissões de GEE, se comparada com outras alternativas, além das dificuldades de financiamento junto ao BNDES. Novas tecnologias ambientalmente sustentáveis para o carvão mineral estão sendo buscadas, como captura de carbono (CCS) e gaseificação do carvão (IGCC), e acredita-se que poderão estar mais maduras e competitivas após o horizonte decenal.¹⁶

Destaca-se que, para as demais fontes, não houve alteração na representação dos dados de entrada no MDI, em relação à Expansão de Referência.

O resultado do MDI apontou uma expansão total de 2.000 MW de térmicas a carvão entre os

anos de 2024 e 2026. Com a contribuição dessa expansão termelétrica a carvão mineral na região Sul, este cenário contempla uma redução significativa de expansão adicional de ponta na região em comparação com a apresentada na Expansão de Referência. Desse modo a necessidade de expansão para atendimento de ponta se concentra em sua maior parte na região Sudeste. Em termos do SIN a expansão para atendimento de ponta nesse cenário é de 600 MW a mais do que apresentada na Expansão de Referência. O desenvolvimento eólico nesse cenário é um pouco inferior ao contemplado na Expansão de Referência, totalizando uma diferença no horizonte decenal de 900 MW.

Vale ressaltar que a opção termelétrica a carvão mineral adotada se refere a usinas com caldeiras do tipo leito fluidizado e eficiência (com base no *Heat Rate/PCI*) de 38%, apresentando custo de investimento (CAPEX) estimado atual de cerca de R\$ 9.000/kW e CVU estimado em R\$ 100/MWh. Essas usinas indicadas são mais eficientes em relação à maioria que existe em operação atualmente, ou seja, apresentam menor consumo de carvão e, conseqüentemente, menor emissão de gases de efeito estufa. Mesmo assim, constatou-se um acréscimo total em torno de 20% de emissões desses gases, em relação à Expansão de Referência (aumentando de, aproximadamente, 36 para 44 milhões de toneladas de CO₂). Pode-se prever, para o futuro, projetos com captura de carbono (CCS) ou com gaseificação (IGCC), embora isso signifique um aumento considerável no custo de investimento destes projetos.

3.5.2.5 CASO 6: CENÁRIO DE RESTRIÇÃO HÍDRICA NO NORDESTE

A região Nordeste vem enfrentando, desde 2012, a mais severa restrição hídrica de um histórico de 84 anos de medições, principalmente na bacia do Rio São Francisco. A Agência Nacional de Águas (ANA) vem autorizando a redução da vazão mínima defluente para valores abaixo de 1.300 m³/s, patamar mínimo em situações de normalidade, nas usinas de Sobradinho, Xingó, Luiz Gonzaga e Complexo Paulo Afonso/Motoxó. Assim como acontece com Sobradinho, a UHE Três Marias tem sofrido redução de seu volume acumulado em função

¹⁶ A nível internacional constata-se um significativo aperfeiçoamento tecnológico visando o uso de diferentes tipos de carvão (inclusive os de maior teor de cinzas e inertes) aliado a uma expansão no número de unidades de gaseificação focando principalmente a produção de Gás Natural Sintético (SNG), Metanol e Fertilizantes (Amônia e Ureia), o que leva a ganhos de escala/competitividade a médio/longo prazo.

das condições hidrológicas adversas com vazões e chuvas abaixo da média. Por isso, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), responsável pela operação da barragem, vem reduzindo a vazão mínima defluente desde março de 2014 para menos de 420 m³/s. Com a restrição do recurso, a geração média mensal na região, em 2017, encontra-se em um patamar pouco superior a 2.000 MW médios, como pode ser visto na Tabela 11, com valores em queda ao longo dos meses. Em escala diária, já foram identificados valores abaixo de 1.900 MW médios.

Tabela 11. Geração Média Mensal Nordeste

Período	Geração Hídrica Nordeste
01/2017	2.299,68
02/2017	2.283,34
03/2017	2.246,74
04/2017	2.172,00

As causas que levaram a esta sequência de baixas afluições na bacia do rio São Francisco ainda estão sendo estudadas, e são fundamentais para o setor entender se esta situação é conjuntural, ou seja, se a região voltará a ter regimes hidrológicos compatíveis com o histórico — embora exista a probabilidade de situações como a atual se repetirem no futuro — ou se trata de uma mudança estrutural do regime, onde os patamares de geração passados não se repetirão.

Nesse sentido, é importante que estudos hidrológicos aprofundados sobre o tema sejam conduzidos, para que o planejamento da expansão da geração possa ser executado com base em informação de qualidade, assim como outros eventuais processos na cadeia de gestão do setor.

É importante lembrar que os níveis de geração que ocorrem atualmente são decorrentes da flexibilização da restrição de vazão mínima no rio São Francisco (de 1300 m³/s para 700 m³/s). No entanto, as simulações com o modelo Newave não permitem representar a flexibilização da vazão mínima em função do nível do reservatório. Dessa forma, as simulações foram executadas com a restrição de 1.300 m³/s. Como resultado, a geração de energia dessa bacia se situou, sistematicamente,

acima de 2.000 MW médios, embora, motivada, em grande escala, para atendimento à vazão mínima.

Devido à questão de que um cenário possível de geração, nos montantes verificados recentemente (independente da sua probabilidade de ocorrência), não está sendo contemplado nas análises da expansão decenal, um sinal de alerta é dado ao processo de planejamento da expansão: o sistema terá condições de suprir à demanda caso cenários como o atual venham a se repetir? O atendimento à região Nordeste poderá ser feito dentro dos critérios de segurança?

A EPE vem acompanhando os estudos para identificação desta questão e realizando análises de sensibilidade, ainda não concluídas, visando medidas que possam ser tomadas para garantir a segurança do suprimento de qualquer região do SIN. Dentre as possíveis causas, apontadas até o momento, destacam-se as seguintes:

USOS CONSUNTIVOS

Os modelos de simulação utilizados nos estudos consideram os valores da Nota Técnica 041/2014/SPR-ANA para outros usos da água. Entretanto, caso esses valores estejam subestimados, o recurso disponível real pode ser significativamente menor que os considerados. Isso pode levar a níveis de armazenamentos finais nos reservatórios menores que os apresentados pelos modelos, contribuindo assim para levar o sistema a situações como a atual.

Sensibilidades realizadas pela EPE, considerando cenários de maior demanda por outros usos da água, de acordo com o Plano de Recursos Hídricos da Bacia do rio São Francisco 2016-2025, apresentaram uma redução média de geração hidráulica em torno de 10% (tanto para a expansão com a demanda de referência quanto para a expansão com a demanda alternativa).

O Gráfico 42 apresenta essa redução através de curvas de permanência da geração hidráulica total no Nordeste, para o ano de 2020, tanto para o cenário de referência, quanto para um cenário contemplando maior uso da água. Observa-se que para os dois casos apresentados, apenas 2% dos

cenários encontram-se abaixo da geração verificada recentemente, conforme apresentado na Tabela 11.

O resultado dessa análise mostra que a elevação dos usos consuntivos pode contribuir para a atual situação de escassez no Nordeste, mas, provavelmente, não responde sozinho por todo o impacto verificado.

Como resultado de um cenário de maior uso consuntivo da água, há uma maior necessidade de

geração térmica e, consequentemente, aumento nos valores de custos marginais de operação. O Gráfico 43 apresenta o aumento nos valores de CMO das regiões Sudeste e Nordeste com a consideração desse cenário mais conservador para o mercado de Referência. O Gráfico 44 apresenta esta mesma comparação em relação ao mercado alternativo. Em ambos os cenários, há um aumento médio de 30% nos valores de CMO ao se considerar um maior uso da água.

Gráfico 42. Permanência da Geração Hidráulica no Nordeste em 2020

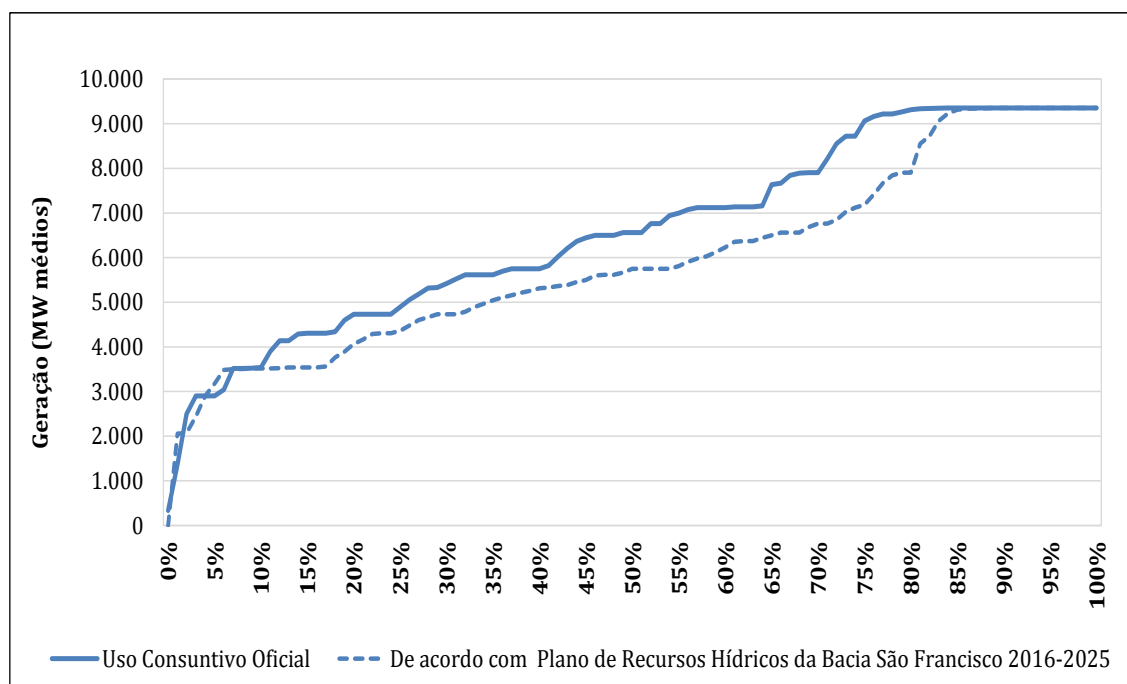


Gráfico 43. CMO para os Cenários de Mercado de Referência e de Maior Uso da Água – Regiões Sudeste e Nordeste

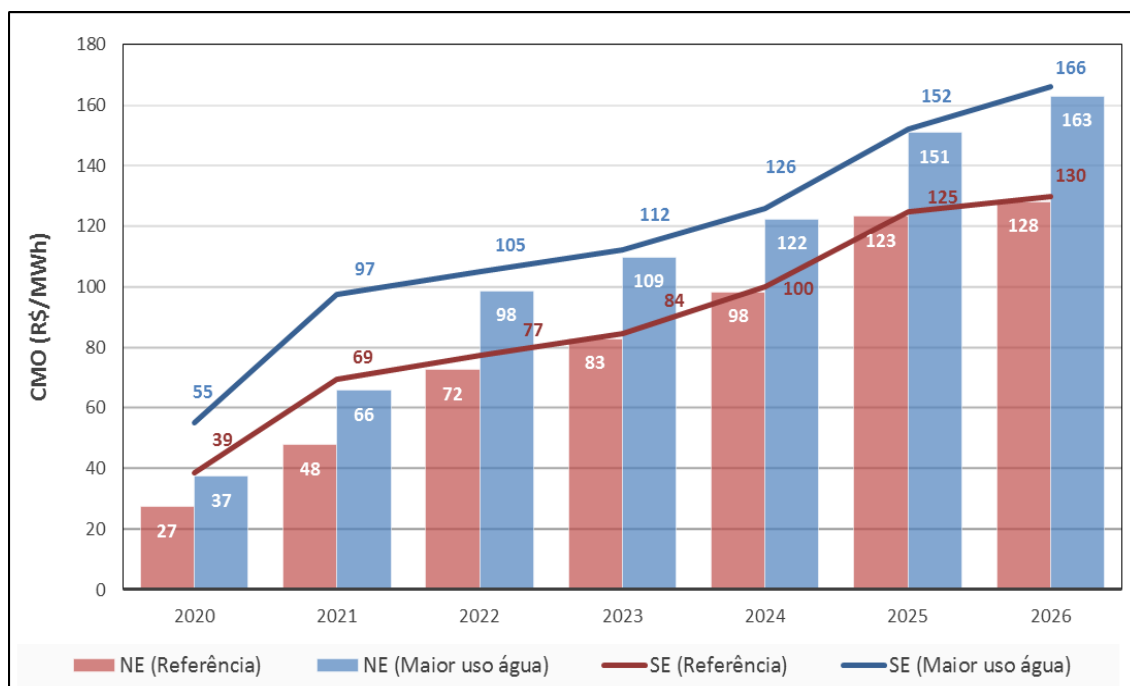
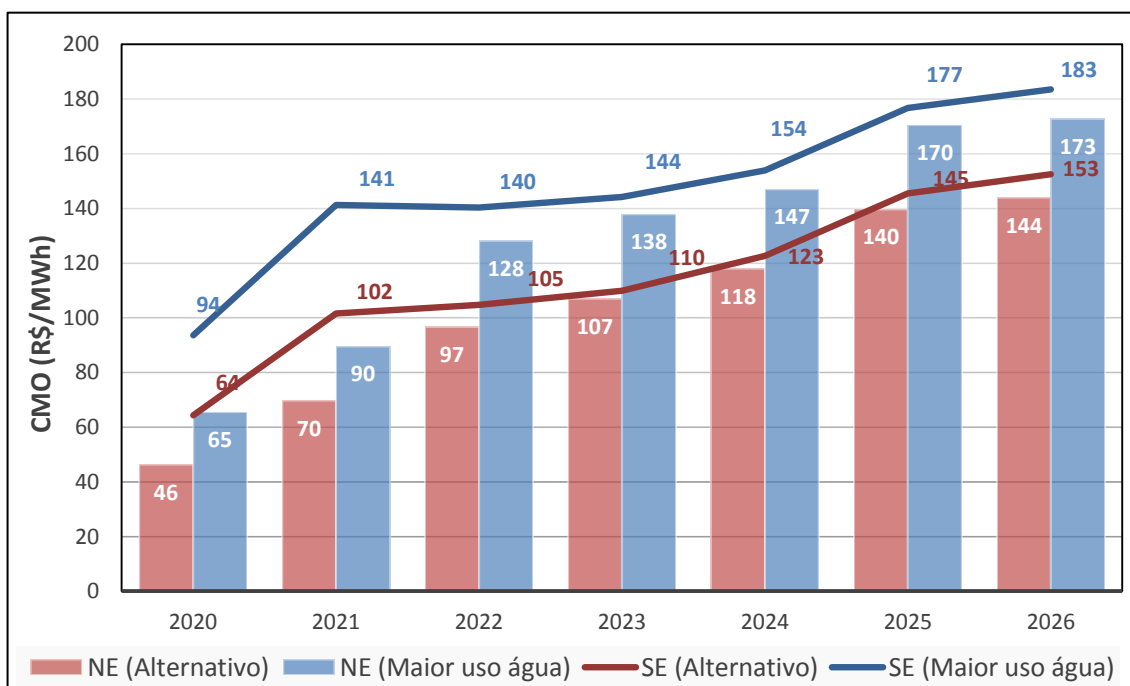


Gráfico 44. CMO para os Cenários de Mercado Alternativo e de Maior Uso da Água – Regiões Sudeste e Nordeste



REPRESENTAÇÃO DAS VAZÕES

Caso se confirme alguma mudança no perfil hidrológico da região, o atual histórico de vazões (1931-2014) pode não ser uma boa referência para a geração de cenários futuros. Esse assunto, por si só, já justifica a elaboração de estudos específicos abrangendo os efeitos das mudanças climáticas e do uso do solo nas regiões do Brasil, no regime de chuvas e, por consequência, nas vazões afluentes às usinas hidrelétricas.

PARÂMETROS

Outras causas possíveis para a diferença entre a condição atual e os resultados dos modelos, podem estar nos demais parâmetros considerados na simulação, como por exemplo: ajuste do modelo PAR (p), curvas cota x volume, produtibilidade das UHE, representação das usinas não despachadas centralizadamente (com destaque para a geração eólica), entre outros. Portanto, esse conjunto de parâmetros deve ser estudado pelo setor elétrico para a melhor modelagem do sistema. Entretanto, é pouco provável que este fator, ainda que importante, explique inteiramente diferenças tão grandes como aquelas verificadas entre os valores persistentemente baixos de vazões afluentes e as médias históricas de longo prazo.

DISCRETIZAÇÃO ESPACIAL E TEMPORAL

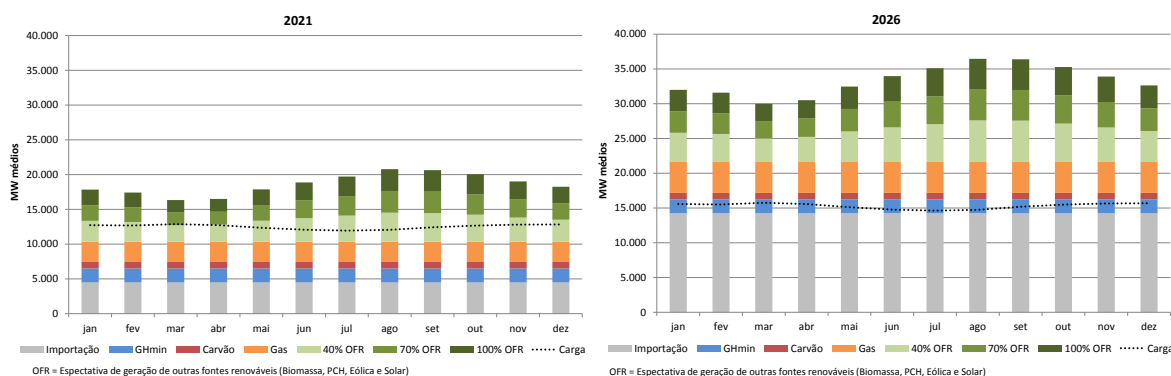
No planejamento energético de médio e longo prazo, os estudos são realizados com representação a subsistemas equivalentes e em base mensal. Portanto, não são capturados comportamentos da oferta e da demanda de energia em menor granularidade. A representação a subsistemas equivalentes pode introduzir uma visão otimista dos recursos energéticos disponíveis no sistema. Além disso, são necessários estudos, preferencialmente em base horária, para verificar de forma mais aderente o atendimento da demanda. Só assim é

possível identificar não só os momentos onde a geração controlável terá que ser elevada, como também, os vertimentos devido à elevada geração das fontes não controláveis associadas a restrições de geração mínimas nas hidrelétricas e termelétricas. Esse excedente, não capturado nos modelos mensais, faz com que o montante total de recurso energético utilizado no mês seja superior ao esperado. Os impactos dessa representação afetam todo o sistema interligado, mas, principalmente, a região Nordeste, que será atendida, em grande percentual, por geração eólica e solar.

Os pontos apresentados evidenciam a necessidade de revisão dos dados de entrada e dos processos de planejamento. Esse é um trabalho que deve ser iniciado o mais breve possível, envolvendo diversas instituições e agentes do setor.

Por outro lado, no horizonte do PDE 2026, considerando as informações disponíveis em escala mensal, as avaliações, inicialmente, apontam que a região Nordeste pode atender à sua carga com segurança, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis. O Gráfico 45 mostra que, para os anos de 2021 e 2026, mesmo com uma geração hidráulica condizente com os níveis atuais (GHmin = 2.000 MW médios), a capacidade de recebimento pelos limites de intercâmbio juntamente com a disponibilidade local do parque térmico (considerando apenas as usinas a gás e carvão) e contribuição das outras fontes renováveis (OFR), principalmente eólica, inferior à expectativa de geração considerada nas simulações, garantem o atendimento energético. Vale ressaltar que no montante de importação não está sendo verificada a disponibilidade das outras regiões de fornecer a energia necessária para suprir o Nordeste. Entretanto, ele sinaliza que, uma vez identificado que não existe recurso para exportação, deve-se considerar a possibilidade de ações visando a otimização do sistema.

Gráfico 45. Disponibilidade de Fontes para o Atendimento da Região Nordeste



Apesar dos indícios de que essa situação hidrológica pode trazer problemas para o sistema como um todo e não apenas para a região Nordeste, medidas com enfoque local não devem ser desconsideradas. A EPE vem conduzindo estudos orientados especificamente à avaliação da necessidade de tais medidas. Restrições nos montantes de importação podem comprometer o atendimento dessa região, visto que cenários com baixa disponibilidade hídrica tornam o Nordeste muito dependente de interligações por meio de linhas de transmissão. Isso torna o atendimento da região mais vulnerável à ocorrência de desligamentos de grandes troncos de transmissão e suscita discussões sobre critérios de suprimento regionais.

Outro ponto não contemplado é a variabilidade da geração eólica, que pode atingir, instantaneamente, valores inferiores aos apresentados. Nesses momentos, será necessária maior geração hidráulica, cuja disponibilidade instantânea só pode ser avaliada com modelos adequados.

Tendo em vista todas as incertezas que envolvem esse tema, a Expansão de Referência deste PDE contempla, a título de política energética, uma solução visando ao aumento da segurança sistêmica e local, como a antecipação de contratação eólica e a indicação de uma UTE inflexível em 2023. A localização dessa termelétrica está indicada para a região Nordeste na Expansão de Referência também devido a uma diretriz de política energética.

Esse tema deve ser aprofundado e medidas concretas devem ser tomadas para a identificação das causas, revisão dos parâmetros do modelo de simulação e avanços nos processos, metodologias e modelos.

Em particular, a EPE ressalta a importância da realização de um estudo sobre o impacto das mudanças climáticas nas vazões afluentes às hidroelétricas e à produção das renováveis de uma forma geral, visando a resiliência do setor, conforme discutido no *box* a seguir.

BOX 3.6 - MUDANÇAS CLIMÁTICAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

A relação entre mudanças climáticas e o setor energético manifesta-se também com relação ao subsetor de energia elétrica — e o segmento de geração de eletricidade em particular. O entendimento desta relação pode ser facilitado quando se considera separadamente as dimensões de *mitigação* de e *adaptação* a mudanças climáticas.

Emissões de gases do efeito estufa originadas no segmento de geração de eletricidade brasileiro respondem atualmente por parcela comparativamente baixa das emissões totais do país em comparação com valores típicos internacionais, mesmo quando todo o ciclo de vida de projetos de geração é considerado (incluindo eventuais alterações no uso do solo). Ainda assim, a discussão sobre emissões do segmento é objeto de atenção e análise da EPE, como o leitor verificará através das discussões sobre emissões neste capítulo. A relação do segmento de geração de energia elétrica com fenômenos inter-setoriais com impactos sobre emissões, como a participação de veículos elétricos na frota brasileira, também são objeto de estudo da EPE.

O enfoque deste box recai, entretanto, sob ações de *adaptação* do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas. O aquecimento global pode ter consequências severas sobre a oferta de eletricidade no Brasil. Essa oferta atualmente se baseia fortemente em fontes renováveis (com destaque para a hidroeleticidade), que podem ter sua confiabilidade e disponibilidade afetadas pelas condições climáticas futuras. A EPE entende ser importante identificar o *mix* ótimo de medidas de adaptação, que podem envolver desde diversificação da matriz de tecnologias de geração até intervenções específicas, como medidas de conservação de bacias hidrográficas.

O primeiro passo nos esforços de adaptação do segmento de geração hidrelétrica é, no entanto, produzir diagnósticos dos efeitos possíveis de mudanças climáticas, com a tradução de incertezas em cenários de variação da demanda e oferta de eletricidade. Em particular, considerando que 70% da geração do Brasil é hidrelétrica, é importante avaliar o impacto cenários que afetam a disponibilidade de recursos hídricos em decorrência de mudanças climáticas. A EPE já está se debruçando sobre esta tarefa, em esforço que continuará em planos vindouros.

As consultas realizadas revelam que, nos últimos anos, esse tema tem sido tratado por diversas instituições e de diferentes maneiras. Destacam-se: (i) dois trabalhos que estudaram o sistema brasileiro: Marangon et al (2014) e Schaeffer et al (2008); e (ii) outros dois trabalhos que estudaram o sistema colombiano: UPME (2015) e UPME (2013). As referências a este país se devem a sua grande dependência da fonte hidrelétrica e maior vulnerabilidade às mudanças climáticas.

O quadro a seguir resume as principais características de cada estudo.

(cont.)

BOX 3.6 (cont.)

Tabela 12. Estudos de adaptação do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas

Análises	Marangon et al (2014)	Schaeffer et al (2008)	UPME (2015)	UPME (2013)
Nº cenários climáticos	10	3	3	3*
Setor	Elétrico	Energético	Elétrico	Elétrico
Nº cenários de uso do solo	2	-	-	-
Modelagem Hidrológica	Simulação física por modelo chuva-vazão, que representa interação entre: solo, atmosfera e corpos d'água.	Relação direta simples entre precipitação e vazão	Relação direta simples entre precipitação e vazão	Transformação da distribuição de probabilidade de vazões a partir das distribuições de chuva, via técnicas de processos estocásticos.
Avaliação Energética / Econômica	Carga Crítica do SIN	Energia Firme e Disponibilidade de outros Fontes (biomassa, EOL e UFV)	Simulação centralizada para fornecer preços e riscos de déficit.	Simulação dos agentes Teoria dos Jogos. Atendimento a Demanda e Preços. Vulnerabilidade dos principais agentes.

Nota: (*) Neste estudo colombiano foram adotadas apenas 3 cenários climáticos, mas para o cenário foram feitas 4 sensibilidades variando as afluências de +20% a -20%.

Diante da pluralidade de opções é importante destacar os seguintes pontos:

- As dimensões do Brasil tornam a diversidade de cenários climatológicos relevante, pois as mudanças climáticas podem afetar de forma bastante distinta as diversas bacias do SIN;
- É interessante o estudo abranger não apenas fontes hídricas, pois nas referências há indicações de que as mudanças climáticas podem alterar a disponibilidade de outras fontes como a biomassa e fotovoltaica;
- As mudanças de uso do solo podem ter influência bastante significativa no regime de chuva e de afluência;
- O acoplamento entre modelos climáticos e de simulação hidrológica pode introduzir vieses nos resultados, devido às diferenças de escalas;
- O uso de técnicas estatísticas avançadas permite obter resultados ágeis e de qualidade, porém não permite representar o processo físico, principalmente quanto às mudanças de uso do solo.

Ainda que os resultados dos estudos citados sejam bastante diversos, é elemento comum a diversos deles a menção à necessidade de que ações de adaptação se orientem também à otimização do consumo de energia elétrica.

Os esforços atuais da EPE para possibilitar um aprofundamento sobre a adaptação do setor energético às mudanças climáticas incluem a busca de parcerias com entidades especialistas no tema e a avaliação de métodos que mais se adaptam ao caso brasileiro, com o envolvimento das equipes multidisciplinares, incluindo especialistas em geração de energia elétrica mesma forma, os resultados encontrados são bastante diversos, conforme indica a tabela anterior.

3.5.4 CASO 7: EFEITO DAS POLITICAS ENERGÉTICAS SOBRE O CUSTO DE EXPANSÃO TOTAL DO SISTEMA

Para avaliar os custos provenientes das alternativas de expansão adotadas neste PDE, foi analisada uma alternativa onde o MDI tem total liberdade para escolher a expansão que minimiza os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento. Esta expansão foi denominada de “Expansão Livre” ou cenário livre. A diferença entre os custos totais (investimento e operação) da Expansão Livre em relação às demais mede o custo econômico de decisões de política energética, ou seja, explicita o desvio de planos de expansão alternativos em relação ao cenário livre.

A Expansão Livre contempla em sua evolução da oferta de energia um montante significativo de eólicas, em contrapartida a uma redução das termelétricas a ciclo combinado.

Outra informação importante obtida com o cenário livre é que o sistema requer energia nova apenas a partir de 2023¹⁷ e confirma a necessidade de oferta para complementação de potência a partir de 2021.

Entretanto, deve-se observar que nem sempre a solução ótima do modelo se mostra adequada para a expansão do sistema, devido em parte às simplificações na representação do sistema no modelo matemático. Em outros termos: o ótimo calculado por um modelo nem sempre é implementável. Como o cenário livre não identifica a necessidade de oferta para energia até 2022, isso faz com que o resultado indique, para entrada em operação nos anos de 2023 e 2024, mais de 12 GW em parques eólicos para depois sinalizar montantes menores. Uma expansão com esse perfil concentra, em apenas dois anos, e em uma única fonte de geração, grande parte do acréscimo de energia do sistema. Além disso, a

expansão do cenário livre retira completamente da matriz a opção solar fotovoltaica centralizada, devido ao seu custo de implantação ainda superior às demais fontes.

Nesse sentido, tendo em vista a necessidade de diversificação da matriz, bem como a inviabilidade prática de uma expansão com grandes saltos de capacidade instalada de uma única fonte, foram inseridas restrições no modelo de otimização de forma a se obter uma expansão considerando uma evolução mais distribuída da capacidade instalada das fontes, notadamente das opções eólica, fotovoltaica e biomassa. Para tanto, foi elaborado um cenário incorporando uma expansão uniforme da fonte eólica, com magnitude definida pelo MDI e início em 2021. A mesma lógica foi estabelecida para a expansão de biomassa (CVU nulo), também com início em 2021, limitada em cada ano pelo potencial apresentado no Capítulo VIII de Oferta de Biocombustíveis. Além disso, para permitir o desenvolvimento da oferta solar fotovoltaica centralizada foi estabelecida uma expansão mínima de 1.000 MW/ano também a partir de 2021. Denominou-se esse cenário de expansão como “Expansão Dirigida”.

O resultado obtido apresentou uma expansão de, aproximadamente, 1.000 MW de capacidade instalada total superior ao cenário livre. Obviamente, a Expansão Dirigida apresenta um custo total (investimento + operação) superior ao valor obtido no cenário livre. No entanto, esse custo adicional reflete a importância do estabelecimento de uma expansão da oferta de energia mais bem distribuída no tempo, tendo em vista o desenvolvimento de uma matriz energética contemplando a diversificação das diversas tecnologias de geração e, em particular, das fontes renováveis, bem como a capacidade de entrega de novos equipamentos pela indústria e a disponibilidade de mão de obra. Ademais, cabe ressaltar que a diversificação tecnológica não é um fim em si mesmo, mas resulta em potenciais benefícios ao sistema ao se considerar fatores como resiliência a mudanças climáticas ou a variabilidade de curto prazo das fontes eólica e solar.

¹⁷ Um pequeno montante de oferta a biomassa e PCH é indicado em 2022. Entretanto, análises complementares mostram que essa indicação ocorre para reduzir o custo de operação em alguns cenários hidrológicos utilizados.

A partir dessas premissas e de orientações estratégicas de política energética, foi construída a alternativa de expansão na qual se baseia este PDE e, portanto, denominada de “Expansão de Referência”, a qual se diferencia da Expansão Dirigida nos seguintes aspectos:

- Além da expansão uniforme de fontes renováveis prevista na Expansão Dirigida, de modo a contemplar eventuais necessidades de contratação de energia nova ou de reserva, a Expansão de Referência incorpora 1.000 MW de oferta eólica (80% no NE e 20% no Sul) e 1.000 MW de energia solar centralizada em 2020;
- Com o objetivo de se obter maior confiabilidade de suprimento na região Nordeste com geração local, a Expansão de Referência contempla uma usina termelétrica com inflexibilidade sazonal, alocada nos meses nos quais os reservatórios se apresentam nos níveis mais baixos (vale destacar que, devido ao despacho previsível, o custo de combustível dessa UTE tende a ser menor que para contratos flexíveis, reduzindo assim o custo variável de operação).

A expansão total indicada pela Expansão de Referência foi inferior em 600 MW quando comparado com a Expansão Dirigida.

Para se avaliar o custo adicional decorrente da adoção da Expansão de Referência em relação à Expansão Dirigida, foram computadas as diferenças entre os custos anuais de investimento e de operação no período 2021 a 2026 para os dois cenários de expansão. A partir daí, calculou-se, para cada uma das alternativas, o quociente entre as diferenças entre os custos totais (investimento e operação) e o crescimento do mercado nesse período, obtendo-se, assim, o custo adicional da Expansão de Referência, em R\$/MWh, em relação à Expansão Dirigida. O resultado obtido foi de R\$ 34/MWh.

É importante ressaltar que esse custo adicional calculado não representa o aumento do custo da energia — ou impacto tarifário — ao longo de todo período decenal. Diz respeito tão somente ao custo adicional decorrente das ofertas incorporadas na Expansão de Referência, na hipótese dela se tornar necessária.

Tabela 13. Custos de Investimento (2020-2026)

Trajetória da Expansão	Investimento (R\$ milhões)
Referência	174.480
Cenário de demanda alternativa	231.801
Redução do investimento para solar fotovoltaica centralizada	180.853
Restrição total para UHE	167.468
Cenário Nordeste	178.873
Livre	181.026
Dirigida	179.227

3.5.5 CASO 8: EFEITO DA SITUAÇÃO DE ARMAZENAMENTO EM MAIO DE 2017 SOBRE A EVOLUÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

O desenvolvimento dos estudos do PDE 2026 foi iniciado ao longo do segundo semestre de 2016. Por essa razão as simulações com o modelo Newave foram baseadas na visão do PMO de outubro de 2016.

Dado que as informações mais recentes relativas às condições iniciais de armazenamento não estão sendo consideradas, os gráficos com valores futuros de CMO apresentados ao longo deste PDE não incluíram os anos de 2017 a 2019.

Em função da redução significativa no armazenamento dos reservatórios, as simulações do Newave foram reexecutadas para as análises deste último item, mantendo a mesma configuração existente e contratada na visão do PMO de outubro de 2016, porém iniciando em maio de 2017 e considerando a previsão mensal

do ONS para o armazenamento inicial do sistema de acordo com a estimativa para o final do mês de abril divulgada em Sumário Executivo do PMO - Semana Operativa de 15/04/2017 a 21/04/2017.

Vale ressaltar que estas novas simulações tem simplesmente o objetivo de mostrar a influência do armazenamento inicial do sistema sobre os custos marginais de operação nos primeiros anos do horizonte.

Os Gráficos 46 e 47 apresentam a evolução e a dispersão dos custos marginais de operação para a Região Sudeste/Centro-Oeste no período 2017 a 2026 obtidos com a simulação do Newave e considerando a data inicial de maio de 2017.

Os resultados mostram valores bastante elevados em 2017 para os dois Cenários de Mercado (Referência e Alternativo). Vale destacar que para 2017 os valores de custo marginal de operação compreendem ao período de maio a dezembro.

Gráfico 46. Expansão de Referência – Armazenamento Inicial em maio de 2017

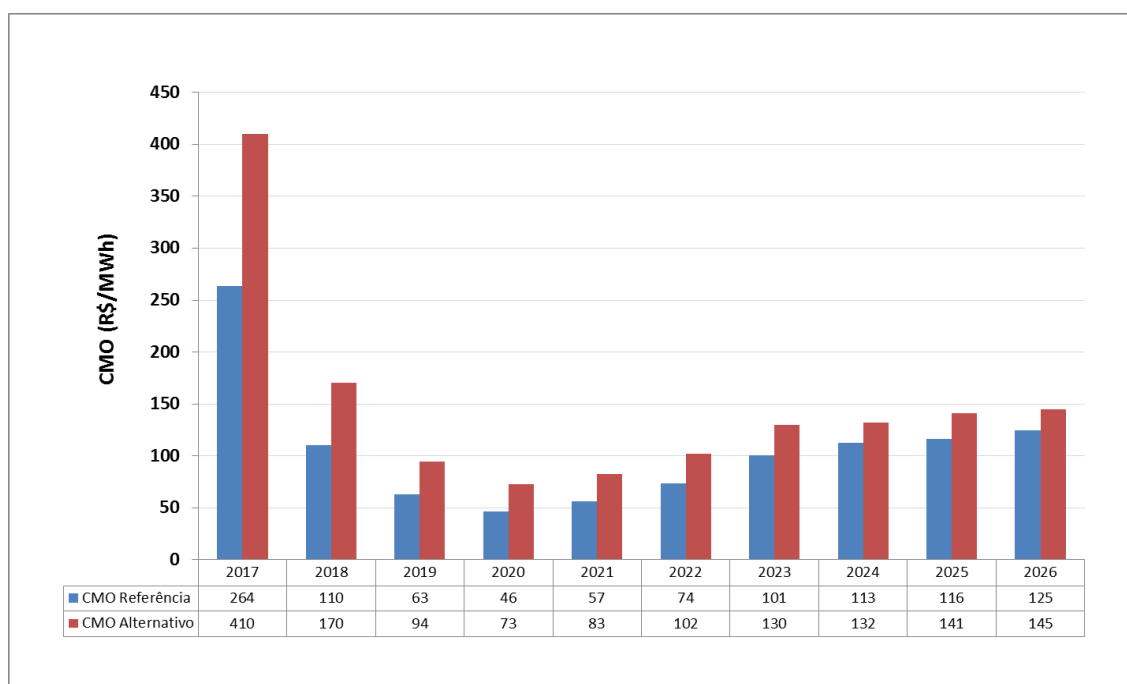
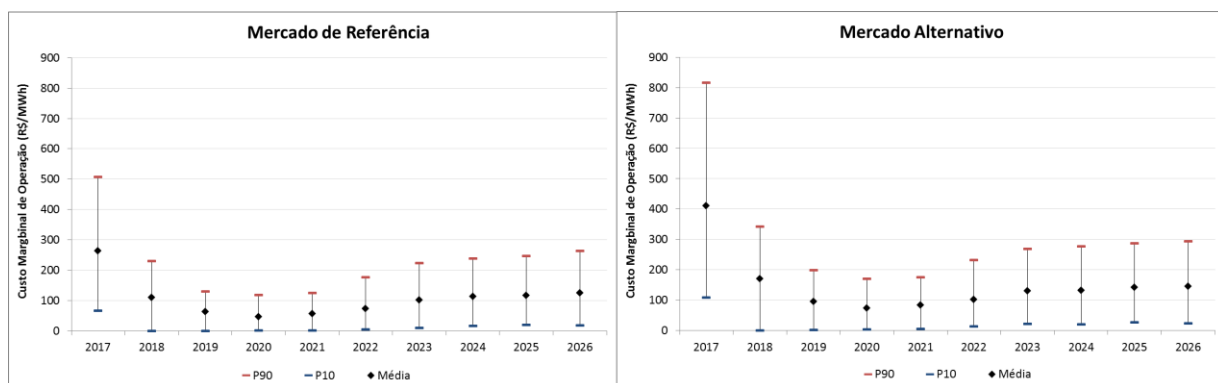


Gráfico 47. Expansão de Referência – Dispersão do Custo Marginal de Operação



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Diferentemente das edições passadas do PDE, no PDE 2026 utilizou-se o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza a expansão ótima do sistema, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo de expansão (custo de investimento mais custo de operação), sujeito à garantia de atendimento à demanda máxima de potência, em complemento aos tradicionais critérios de risco e economicidade definidos pelo CNPE. A utilização do modelo permite a criação de um critério técnico, objetivo, reproduzível e de benchmarks para a comparação entre os custos de planos de expansão alternativos.

> Como avanço adicional do PDE 2026, destaca-se a obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento para o atendimento ao crescimento futuro da demanda, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, e não mais como um dado de entrada no processo. O CME é agora obtido como o custo marginal das equações de atendimento, de energia e potência.

> O estudo de atendimento horário realça o tema relacionado às limitações que as atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico impõem às análises. Nos modelos atuais, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

> Na busca por avanços metodológicos, fica clara a necessidade de um modelo computacional de apoio às atividades planejamento que permita, em conjunto com módulo de otimização de investimento, otimizar a operação do sistema elétrico nacional, preferencialmente em base horária, com representação de incerteza na produção dos recursos não despacháveis, dos recursos hidroelétricos, de restrições de operação térmicas de curto prazo — como unit commitment — e de falha dos geradores. Além disso, é importante a representação de incerteza no crescimento da demanda nos estudos de planejamento. Com isso, o planejamento se beneficia de ferramentas que possibilitem avaliar de forma mais adequada os impactos da inserção crescente destas novas tecnologias de geração renovável na matriz brasileira. Esse é um desafio mundial e é um dos objetivos que a EPE tem perseguido e que, a partir deste PDE, vai compartilhar esse desafio com todos os agentes do setor elétrico. Os avanços metodológicos apresentados neste plano já mostram esse direcionamento.

> Os avanços metodológicos citados incluem também a necessidade de maior integração entre os estudos de geração e transmissão. É necessário que o desenvolvimento das ferramentas capture os impactos nas capacidades de intercâmbio, proveniente das variações das fontes de geração, nas escalas adequadas. Só assim será possível verificar, quando restrições forem identificadas, o tempo pelo qual elas devem se manter e a probabilidade de ocorrência dos cenários, avaliando economicamente as alternativas de expansão de transmissão e geração, respeitando os limites dos critérios de risco.

> As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários deverão ser acompanhadas por alterações nas regras de contratação. Atualmente, o único serviço valorado nos leilões é a energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Com essa modalidade de contratação, o sistema deve atender não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, como também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

> Com a penetração cada vez maior das fontes intermitentes, aumenta a necessidade de flexibilidade operativa, representada neste plano como Alternativa de Ponta, cuja inserção de fontes específicas para esse fim começa a se fazer necessária a partir de 2021. Isso fará com que o sistema possua uma parcela da capacidade instalada para ser despachada por poucos momentos, ou seja, com baixo fator de capacidade, ou até mesmo fontes que

não agreguem energia, mas consumam em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade, em menor quantidade devido às perdas do processo. Para a viabilização dessas fontes, a modalidade de contratação apenas por energia não é suficiente para remunerar os serviços prestados, visto que nesse quesito (geração de energia) elas agregam pouco ou nenhum valor ao sistema.

> Cabe destacar que a implantação de mecanismos que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, como, por exemplo, a implantação futura de preços horários de energia, pode incentivar os geradores tecnicamente viáveis a aumentar sua contribuição nos momentos em que o sistema mais demanda, reduzindo assim as necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta. Nesse contexto, fontes como PCH, CGH e Biomassa podem apresentar um diferencial competitivo, pelo seu benefício para suprimento de energia e potência, e assumir uma parcela da expansão maior que a indicada neste plano.

> Não se pode deixar de mencionar a resposta pela demanda, que poderá ser uma das principais vertentes do protagonismo do consumidor no mercado energético. A mudança no padrão de consumo de energia, a partir de sinalizações de preço, reflete mais proximamente a utilização dos ativos energéticos pelo operador do sistema. Portanto, a resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos.

> A disponibilidade do gás natural e do gasoduto de transporte é questão fundamental a ser equacionada, tanto para despachos na base como para prover flexibilidade ao SIN. Pelas regras atuais de comercialização, o suprimento do combustível precisa estar garantido ainda que a usina fique sem gerar por longos períodos. Isso pode levar a custos fixos relativamente altos. Contudo, no que se refere à flexibilidade de insumos, vale destacar que tanto térmicas com motores de combustão interna como as turbinas a gás industrial e aeroderivadas podem operar, também, com outros combustíveis.

> As usinas hidrelétricas ainda representam um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na região Norte e traz com ele uma série de desafios a serem superados, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O cenário what-if considerando restrição total dessa oferta sinaliza que outras fontes de energia de base se farão necessárias. No caso apresentado, o carvão mineral se mostrou como a opção alternativa mais competitiva. Por outro lado, houve um aumento significativo na emissão de gases causadores do efeito estufa. O trade-off entre a segurança operativa, as restrições socioambientais para construção de novas UHE e a emissões de gases é um assunto que precisa ser debatido pela sociedade, com números e dados, como propõe esse Plano.

CAP. III - ANEXO I

Tabela 14. Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FORTE ^(a)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	118.445	127.711	136.886	141.212	143.548	146.974	150.687	154.477	158.383	162.489	166.690
HIDRO ^(b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA ^(c)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	22.947	23.538	23.566	23.906	25.427	25.427	25.427	26.735	25.751	24.852	26.634
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL ^(d)	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA^(f)						994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
TOTAL DO SIN	141.392	151.249	160.452	165.118	168.974	173.395	178.646	185.546	192.136	199.539	205.522
Itaipu 50Hz ^(g)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	148.392	158.249	167.452	172.118	175.974	180.395	185.646	192.546	199.136	206.539	212.522

- Notas:
- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
- (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) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (e) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (f) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.
- (g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela 15. Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE ^(a)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	9.266	9.175	4.326	2.335	3.426	3.713	3.789	3.906	4.106	4.201
HIDRO ^(b)	5.148	5.000	2.162	0	0	142	118	233	436	529
OUTRAS RENOVÁVEIS:	4.118	4.175	2.164	2.335	3.426	3.571	3.671	3.672	3.670	3.671
PCH e CGH	232	218	123	264	0	300	300	300	300	300
EÓLICA	2.818	2.755	1.048	1.000	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804
BIOMASSA ^(c)	129	172	324	71	622	467	567	568	566	567
SOLAR CENTRALIZADA	940	1.029	670	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
NÃO RENOVÁVEIS	591	28	340	1.521	0	0	1.308	-984	-899	1.781
URÂNIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.405
GÁS NATURAL ^(d)	591	28	0	1.521	0	0	1.500	0	584	583
CARVÃO	0	0	340	0	0	0	0	0	0	0
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	0	0	0	0	0	0	0	-433	-1.483	-31
ÓLEO DIESEL ^(e)	0	0	0	0	0	0	-192	-550	0	-176
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA^(f)	0	0	0	0	994	1.538	1.802	3.668	4.196	0
TOTAL DO SIN	9.857	9.203	4.666	3.857	4.420	5.251	6.899	6.590	7.404	5.982

- Notas:
- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
 - (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) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
 - (e) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos, conforme reduções apresentadas nesta tabela.
 - (f) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.

CAP. III - ANEXO II**Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2020-2026), considerando saídas do MDI****Tabela 16.** Evolução da Expansão Indicativa no Atendimento à Carga Média de Energia

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	350	-	665	1.133	9.560
PCH e CGH	-	-	-	-	-	700	800	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	400	400	400	400	400	400	2.600	13.780
Eólica NE	800	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	10.400	55.120
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	879	879	2.864
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
GN CC Sazonal NE(b)	-	193	-	-	-	-	-	193	440
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	3.660	3.467	5.185	3.917	4.267	5.911	28.409	140.772

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 17. Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	669	-	1.844	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	361	361	361	361	361	361	2.365	12.534
Eólica NE	800	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	9.460	50.138
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	112	112	366
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	584	470	1.054	3.435
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	-	767	882	126	1.296	-	3.070	7.004
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	184	-	184	419
Alternativa de Ponta SE	-	994	771	920	3.543	2.715	-	8.944	20.402
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	4.265	5.110	7.091	8.010	8.450	6.098	41.024	174.480

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 18. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Alternativo de Demanda – Caso 2

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	443	65	1.919	2.771	22.676
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	624	624	624	624	624	624	3.945	20.908
Eólica NE	800	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497	15.780	83.632
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	9	-	215	224	730
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	713	-	673	1.386	4.517
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	63	-	2.015	155	2.831	314	5.378	12.269
Alternativa de Ponta NE	-	-	1.277	-	193	-	-	1.471	3.355
Alternativa de Ponta SE	-	3.001	2.110	-	3.263	2.457	-	10.831	24.707
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	7.652	8.276	8.847	9.765	10.341	8.109	54.989	231.802

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 19. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Redução do Custo de Investimento da Solar Fotovoltaica Centralizada – Caso 4

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	669	-	1.844	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	301	301	301	301	301	301	2.006	10.632
Eólica NE	800	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	8.024	42.527
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.877	1.877	1.877	1.877	10.508	44.517
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	543	655	1.198	3.905
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	1.020	1.657	1.372	-	-	-	4.049	9.237
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	30	138	1.267	-	1.436	3.275
Alternativa de Ponta SE	-	-	-	472	3.604	3.041	-	7.117	16.234
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	3.993	4.929	7.741	8.661	9.100	6.748	43.173	180.853

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 20. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Restrição Total para UHE – Caso 5

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	-	-	-	-	-	
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	331	331	331	331	331	331	2.187	11.592
Eólica NE	800	1.325	1.325	1.325	1.325	1.325	1.325	8.749	46.369
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	995	995	3.244
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	-	-	368	-	-	-	368	838
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alternativa de Ponta SE	-	1.007	1.597	1.582	3.424	3.783	1.063	12.457	28.416
Carvão Nacional	-	-	-	-	700	1.060	239	2.000	18.000
TOTAL	2.000	4.130	5.021	6.973	7.648	8.367	5.821	39.960	167.468

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 21. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre (sem política energética) – Caso 7

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	93	-	1.704	2.141	16.902
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	-	1.393	975	358	400	364	3.490	13.960
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	-	-	-	1.243	1.185	783	860	4.070	21.572
Eólica NE	-	-	-	4.972	4.738	3.131	3.440	16.280	86.286
Fotovoltaica Centralizada	-	-	-	-	-	-	-	-	
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	-	86	86	279
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alternativa de Ponta Sul	-	1.137	1.470	1.823	1.221	-	-	5.651	12.892
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alternativa de Ponta SE	-	870	-	-	1.802	4.292	-	6.964	15.885
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	0	2.007	3.163	9.757	9.797	9.005	6.853	40.582	181.026

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 22. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Expansão Dirigida – Caso 8

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	443	65	1.779	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	-	465	465	465	465	465	465	2.790	14.786
Eólica NE	-	1.860	1.860	1.860	1.860	1.860	1.860	11.159	59.144
Fotovoltaica Centralizada	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	6.000	25.419
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	83	83	271
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	476	552	432	1.459	4.756
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alternativa de Ponta Sul	-	50	325	1.063	2.743	-	-	4.181	9.538
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	939	-	939	2.143
Alternativa de Ponta SE	-	1.250	897	1.898	539	3.102	-	7.686	17.532
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	0	5.092	5.314	7.497	8.393	8.850	6.486	41.633	179.227

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica

4. Transmissão de Energia Elétrica

As atividades relativas ao planejamento da transmissão desempenhadas pela Superintendência de Transmissão de Energia – STE foram conduzidas, em caráter regional, pelos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET) da EPE com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação.

A expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador.

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano referencial de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.

O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos 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.

O diagnóstico assim elaborado para a rede elétrica leva a um conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações;

- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações ao longo do período decenal, de modo a caracterizar a superação dos limites de carregamento dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;

- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST); e

- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no programa de licitação da transmissão. Tais estudos focalizam particularmente as obras a serem instaladas nos seis primeiros anos do período decenal.

CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS DOS ESTUDOS. CONTEXTO ATUAL DO PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho de acordo com o documento de Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, apresentado nas referências bibliográficas. A seleção de alternativas é conduzida considerando o desempenho elétrico e socioambiental e o enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos referentes às perdas elétricas no sistema, os investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão, na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

Dado o caráter indicativo da expansão da geração, o processo de elaboração dos estudos reconhece a importância do papel da rede de transmissão planejada de proporcionar, além de condições adequadas de confiabilidade da operação

e do suprimento elétrico, também a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração a serem contratadas nos leilões de energia.

Ademais, a realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes de transmissão no sistema interligado.

Nesse contexto, a antecipação dos estudos de planejamento, por sua vez, tona-se fundamental para a harmonização entre os cronogramas de implantação das usinas e dos sistemas de transmissão a elas dedicados, possibilitando uma estratégia combinada de contratação de geração e transmissão, visando evitar os descompassos entre esses cronogramas.

Vale ainda destacar o aprimoramento metodológico e de ferramental de análise integrada da expansão da geração e transmissão que se julga necessário para contemplar os diversos graus e variáveis de incerteza presentes no processo de planejamento, acrescido da crescente complexidade do sistema elétrico, com a inclusão de montantes crescentes de geração renovável de alta variabilidade, a exemplo das fontes eólicas e solares. Esse aspecto é também abordado no capítulo anterior, referente à expansão da geração, particularmente quanto à necessidade de adequação das metodologias e ferramentas utilizadas atualmente para a definição dos requisitos de intercâmbios associados às interligações regionais.

BOX 4.1 - PLANEJAMENTO PROATIVO DA TRANSMISSÃO

O caráter indicativo da expansão da geração impõe à transmissão o papel de proporcionar, além das condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, também a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas, a serem contratadas nos leilões de energia.

Por outro lado, a realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes do sistema interligado, visando evitar os descompassos entre geração e transmissão.

Nesse contexto, em que a transmissão necessita ser planejada com flexibilidade para acomodar diferentes cenários de expansão das adições de capacidade de geração entregues pelo mercado, e com antecedência em relação ao sistema de geração, a EPE orienta seus esforços para o planejamento proativo da expansão da transmissão.

Os primeiros passos neste sentido já foram dados. A EPE já realiza, sempre que possível, a antecipação temporal do processo de planejamento de transmissão para que sejam identificados com antecedência eixos de transmissão requeridos para facilitar o acesso à rede de recursos de geração localizados em áreas de elevado potencial. Além disso, a EPE inclui na comparação de diferentes alternativas para a expansão da rede a sua flexibilidade em acomodar diferentes cenários de geração.

Estão atualmente em estudo aprimoramentos aos processos de planejamento da transmissão para consolidar a avaliação quantitativa dos custos e benefícios da flexibilidade na acomodação de diferentes cenários de expansão do sistema de transmissão, ao identificar e avaliar alternativas de expansão da rede. Esta consolidação dos métodos de planejamento proativo é parte dos esforços da EPE para garantir uma coordenação harmoniosa da expansão dos sistemas de geração e transmissão, para garantir os pilares de economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de eletricidade.

4.1 Topologia da Rede

4.1.1 CONFIGURAÇÃO INICIAL

A Rede Básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções: (i) a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; (ii) a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede; (iii) a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e (iv) a integração energética com os países vizinhos. A Figura 3 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2015 indicando também algumas instalações a serem implantadas até 2024.

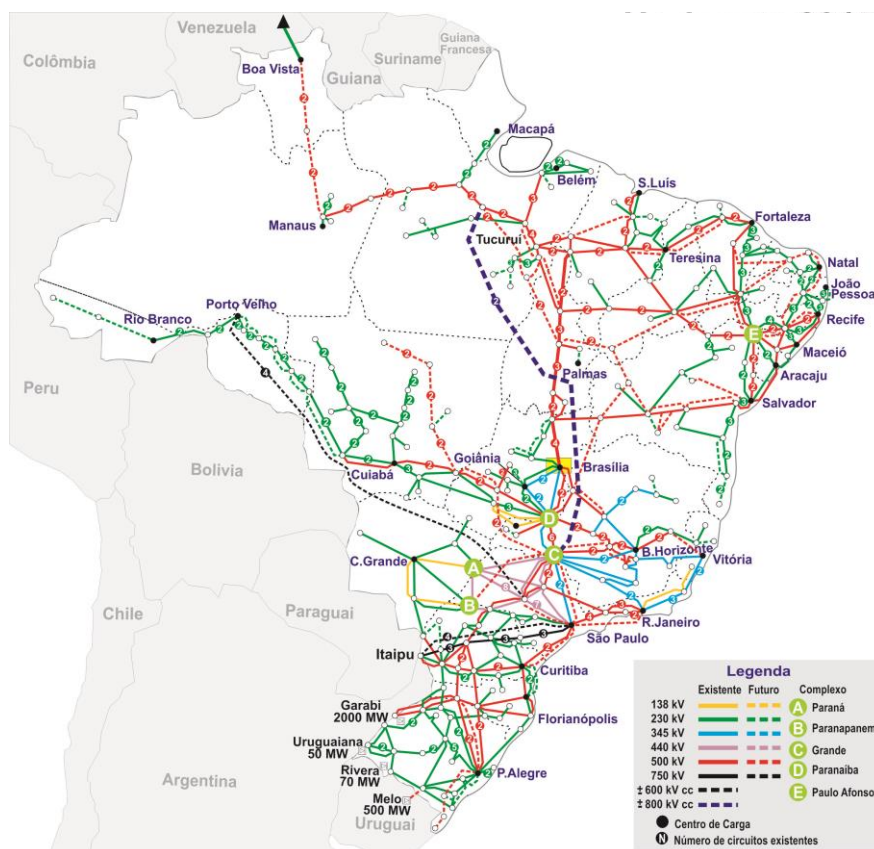
A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla: os empreendimentos

recomendados nos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1); os empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET; e as atualizações das redes de distribuição geradas pelas distribuidoras de energia em suas áreas de atuação.

Os estudos realizados pelos GETs no ano de 2016, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado, são apresentados nas Referências Bibliográficas.

Além dessas expansões foram consideradas, nos anos finais do período decenal, obras referenciais associadas às ampliações das interligações, incluídas nas tabelas em anexo.

Figura 3. Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN



Fonte: ONS

4.1.2 EXPANSÃO DO SIN: INTEGRAÇÃO DE USINAS DE GRANDE PORTE E DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

INTEGRAÇÃO DO AHE BELO MONTE

O complexo hidrelétrico de Belo Monte fica localizado na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária. O início de motorização da usina se deu em abril de 2016, completando a motorização em junho de 2020. Uma ilustração esquemática do sistema de conexão e de escoamento do AHE Belo Monte é apresentada na Figura 10, em conjunto com os reforços planejados para a interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste.

Além de reforços na rede em corrente alternada vizinha ao ponto de conexão desse empreendimento na SE Xingu 500 kV, para possibilitar o escoamento pleno da potência do AHE Belo Monte, os estudos levaram à recomendação de dois bipolos em corrente contínua de ± 800 kV, ambos partindo da SE Xingu 500 kV, com capacidade de 4.000 MW cada, sendo o primeiro indicado para 2018 e o segundo para 2019.

Tais bipolos têm como pontos de chegada na região sudeste a SE Estreito, na divisa dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo ao Município de Nova Iguaçu. O bipolo Xingu - Estreito foi licitado em fevereiro/2013, tendo entrada em operação prevista para fevereiro/2018. Quanto ao bipolo Xingu - Terminal Rio, sua licitação ocorreu em julho/2015, tendo a entrada em operação prevista para fevereiro de 2019.

CONEXÃO DAS USINAS DA BACIA DO TELES PIRES

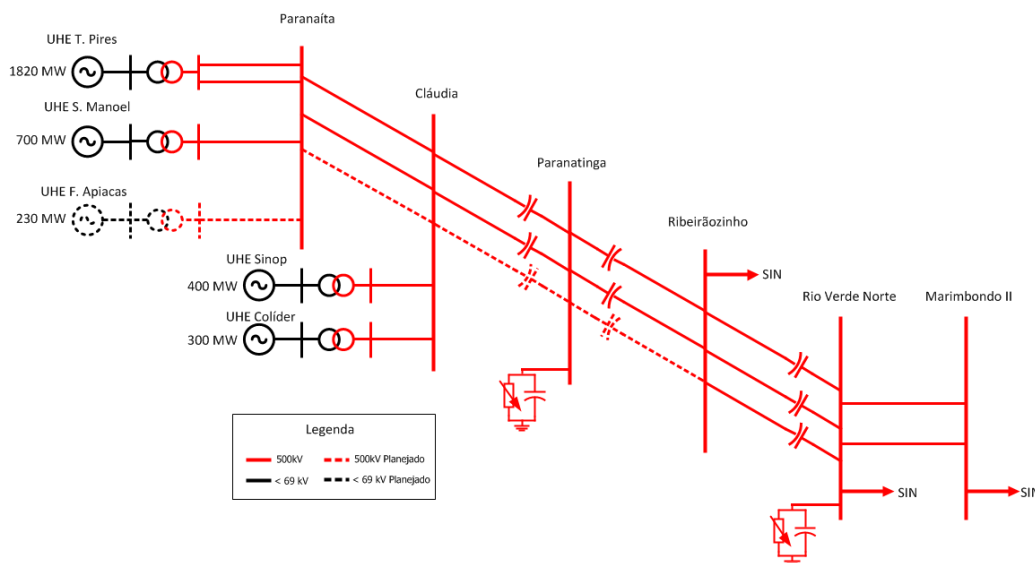
A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.500 MW distribuídos em cinco usinas – Sinop (400 MW), Colíder (300 MW), São Manoel (700 MW), Foz do Apiacás (230 MW) e Teles Pires (1820 MW).

Os estudos referentes à definição do sistema de transmissão para o escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do Teles Pires indicaram três linhas de transmissão em 500 kV partindo da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), constituído por um circuito duplo e um circuito simples, com uma extensão de aproximadamente 1.000 km (Figura 4).

A primeira parte do sistema de transmissão, composto pela LT 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, circuito duplo, LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimondo II circuito duplo está atualmente em operação.

O restante do sistema recomendado, ou seja, o terceiro circuito em 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, foi licitado em abril de 2016, com previsão de entrada em operação em agosto de 2021, completando a capacidade de escoamento de 3.500 MW gerados pelas usinas da bacia do Teles Pires.

Figura 4. Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



CONEXÃO DAS USINAS DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DO TAPAJÓS

Consideradas nas últimas edições do Plano Decenal de Energia, as usinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós não fazem parte da configuração de referência do horizonte decenal neste PDE 2026 por questões relacionadas ao seu licenciamento ambiental.

Embora ainda não se tenha a definição quanto à data de implantação da primeira usina do Complexo Hidrelétrico do Tapajós, dada a peculiaridade e a complexidade desses empreendimentos, torna-se fundamental a harmonização entre os cronogramas de implantação das usinas e dos sistemas de transmissão a elas dedicados, sendo que a futura licitação dessas instalações, quando vier a ocorrer, requererá uma estratégia combinada de contratação de geração e transmissão.

Assim, de forma proativa, os estudos para conexão e escoamento da energia gerada pelo Complexo Hidrelétrico do Tapajós, formado pelos aproveitamentos hidrelétricos no rio Tapajós e no rio Jamanxim, e que totalizam cerca de 12.600 MW, já foram iniciados pela EPE.

As análises energéticas efetuadas durante a elaboração de Planos Decenais anteriores indicaram que a energia fornecida pelo conjunto de usinas do Complexo tende a ser alocada predominantemente

nas regiões Sudeste/Centro-Oeste/Sul e, em menor proporção, nas regiões Norte/Nordeste.

Considerando o significativo montante de potência do complexo e as longas distâncias envolvidas até os centros receptores, principalmente nas regiões Sudeste/Centro-Oeste/Sul (da ordem de 10.000 a 12.000 MW, a cerca de 2.300 a 2.500 km), a experiência indica que uma solução que contemple o escoamento de grande parte dessa potência através de elos em corrente contínua dedicados ao Sudeste/Centro-Oeste/Sul deva ser contemplada sob o enfoque técnico-econômico.

Por outro lado, a interligação desse importante complexo de usinas com a malha elétrica existente na região Norte torna-se fundamental para proporcionar a necessária inserção regional dos empreendimentos, possibilitando atender os requisitos energéticos, além de propiciar maior flexibilidade, confiabilidade e segurança operativas.

Assim, foi estabelecida para análise uma possível configuração visando o escoamento da potência total do complexo (12.600 MW), conceitualmente esquematizada na Figura 5, constituída por: (i) uma rede em corrente alternada (CA), conectando a subestação coletora Miritituba à região Norte, e (ii) um tronco em corrente contínua (CC), composto por 02 bipolos, conectando a referida subestação coletora às regiões Sudeste/Sul.

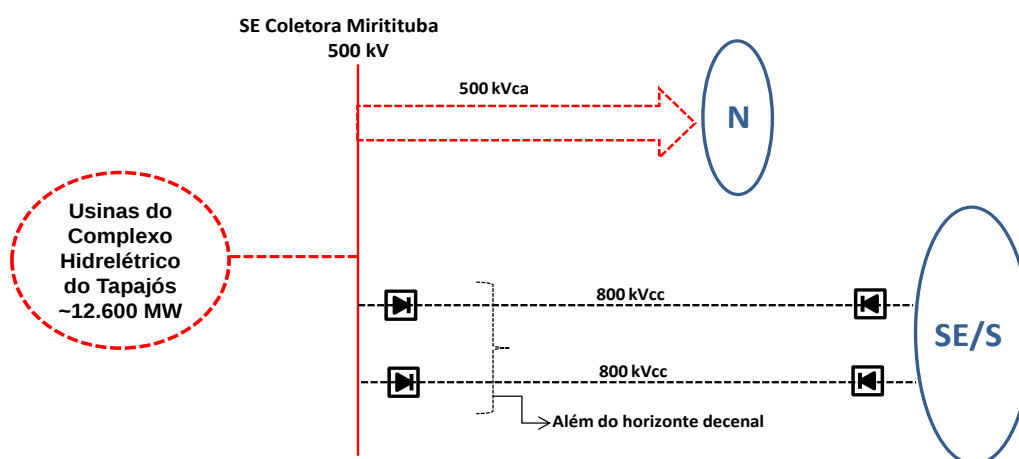
Embora a primeira usina do Complexo Hidrelétrico do Tapajós, UHE São Luiz do Tapajós, esteja sendo considerada referencialmente após 2026, fora do horizonte decenal, imbuída de uma visão prospectiva e proativa do planejamento, a EPE finalizou os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental, e de detalhamento (Relatórios R1 e R2) relacionados ao sistema em corrente alternada responsável pelo escoamento das primeiras máquinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós (até 4.000 MW), o que favorecerá o cumprimento do cronograma de implantação do referido complexo hidrelétrico, assim que o seu processo de licitação venha a ser retomado.

Os estudos para definição do sistema em corrente alternada indicam a implantação de uma

subestação coletora localizada no distrito de Miritituba (PA), a SE Miritituba 500 kV, de onde partem dois troncos em corrente alternada 500 kV, com capacidade da ordem de 4.000 MW. Um dos troncos conecta a SE Miritituba à SE Parauapebas; o outro conecta a SE Miritituba à SE Silves, uma das subestações intermediárias da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus (Figura 6).

Os estudos complementares, que indicarão a solução para escoamento pleno do Complexo Hidrelétrico do Tapajós, ainda não foram iniciados. Salienta-se a importância de que tais estudos sejam completados de modo a estarem disponíveis na época da retomada do processo de licitação da UHE São Luiz do Tapajós e do seu cronograma de implantação.

Figura 5. Diagrama esquemático da concepção preliminar do sistema de conexão e de escoamento da energia do Complexo Hidrelétrico do Tapajós.



Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Para o caso específico da geração solar fotovoltaica, que iniciou o ciclo de contratações nos Leilões de Energia de Reserva de 2014, foram contratados 94 empreendimentos até 2016.

Esse conjunto de usinas possui uma capacidade instalada de 2.653MW e está concentrado nas regiões Nordeste e Sudeste do país, com destaque especial para os estados de Minas Gerais, São Paulo e Bahia, que são responsáveis por aproximadamente 65% das contratações realizadas.

Pelos registros dos cadastramentos dos leilões de energia, os estados do Nordeste representam, em média, 75% do total de usinas e a Bahia se configura como a unidade federativa com o maior número de projetos cadastrados.

Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade de

expandir o sistema de transmissão das regiões Sul, Sudeste e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.

Esse potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia,

contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos e solares, dado a perspectiva de contratação desses tipos de fontes nos futuros certames.

Contudo, é importante ressaltar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Figura 7. Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia

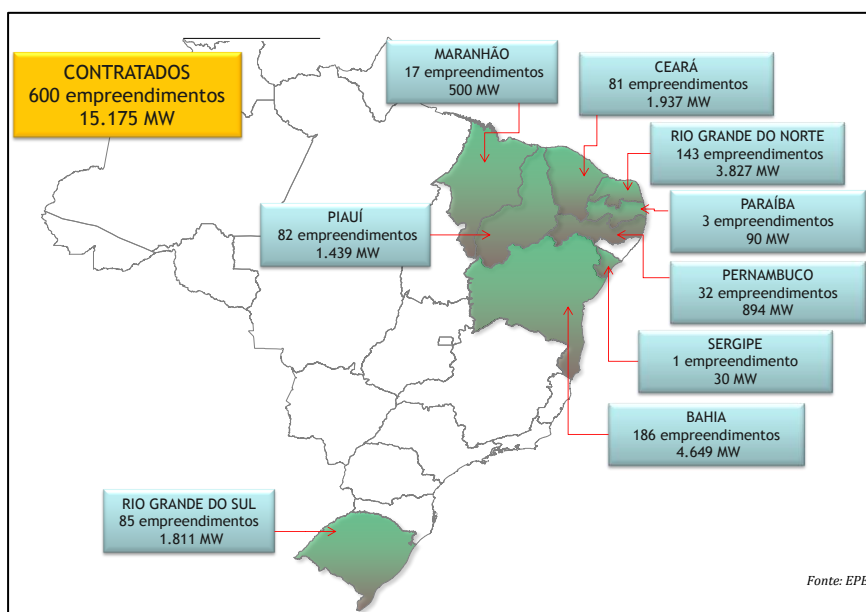
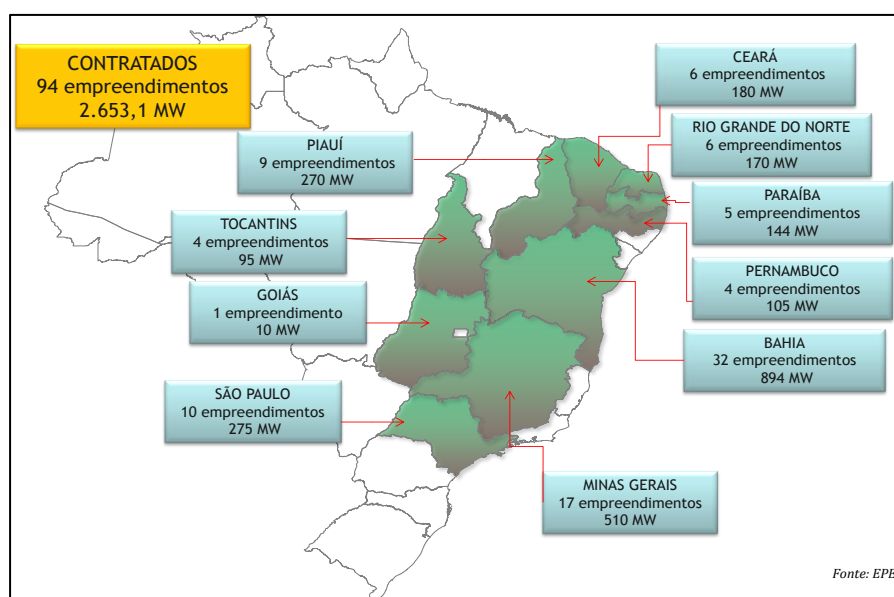


Figura 8. Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados no Leilão de Energia de Reserva de 2014



Foram realizados até o momento cinco estudos prospectivos, quatro deles voltados ao escoamento do potencial eólico no sul e nordeste/norte do país e um deles contemplando o escoamento do potencial eólico e fotovoltaico da região do Seridó Nordeste. Esses estudos recomendaram a implantação de diversos reforços nos níveis de tensão de 230kV, 500kV e 525kV que aumentarão a confiabilidade do sistema de transmissão e propiciarão a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as regiões avaliadas.

Destaca-se que os reforços recomendados nos quatro primeiros estudos acima mencionados foram objeto de licitação em leilões que ocorreram nos anos de 2014, 2015 e 2016. Os reforços definidos no estudo prospectivo da região do Seridó terão sua

programação de licitação estabelecida assim que forem finalizados, os relatórios complementares (R2, R3 e R4), cuja elaboração está em andamento.

Novos estudos prospectivos deverão ser emitidos ao longo de 2017, destacando-se os seguintes:

(i) “Estudo Prospectivo para o escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais”;

(ii) Estudo de Atendimento à Região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba” (atendimento à carga e ao potencial de biomassa e solar da região); e

(iii) “Estudo Prospectivo para o escoamento do Potencial Solar da Região Noroeste de São Paulo”.

4.2 Interligações Regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas. Nos itens seguintes são apresentadas as expansões dessas interligações.

INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE (NORTE-SUL)

Até que se complete a implantação do sistema de conexão e escoamento do AHE Belo Monte e dos reforços associados, a interligação denominada Norte-Sul é composta basicamente por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e pelo terceiro circuito que contempla a LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2, mostrada na Figura 8.

Com a instalação do sistema de integração do AHE Belo Monte, essa interligação entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste passará a ter uma configuração conforme indicado esquematicamente na Figura 9.

Adicionalmente, é prevista uma expansão da capacidade de transmissão da interligação Norte-Sul proporcionada pela recapacitação dos bancos de capacitores série (BCS) desse tronco transmissor (Figura 8). A recomendação desse reforço resultou de uma avaliação técnico-econômica realizada pela EPE, contemplando uma análise de seu custo-benefício com horizonte de médio e longo prazo. Tal avaliação fundamentou uma ação do ONS que, coordenando um grupo de trabalho, com a participação das transmissoras envolvidas e da EPE, confirmou a efetiva viabilidade logística de substituição desses BCS, cuja expectativa de implantação total, através de um processo autorizativo da ANEEL, é para o ano de 2021. Esses reforços podem agregar, a depender da configuração e cenário de geração, entre 2.000 e 3.300 MW na capacidade de transmissão da interligação Norte-Sul.

Os valores de corrente nominal dos BCS passarão a ser os mencionados na Tabela 23.

Tabela 23. Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul

Linha de Transmissão Relacionada ao BCS	Circuito	Terminal	Capacidade em Regime Normal (A)	
			Atual	Nova
LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	1	Peixe 2	1.800	2.500
	1	Samambaia	1.390	2.000
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	2	Samambaia	1.628	2.000
	3	Samambaia	1.628	2.000
LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa	1	Gurupi	1.500	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.500	2.000
	2	Gurupi	1.650	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.650	2.000
LT 500 kV Miracema - Gurupi	1	Miracema	1.500	2.250
		Gurupi	1.500	2.250
	2	Miracema	1.650	2.250
		Gurupi	1.650	2.250
	3	Miracema	1.667	2.250
		Gurupi	1.667	2.250
LT 500 kV Gurupi – Peixe 2	1	Gurupi	1.800	2.250

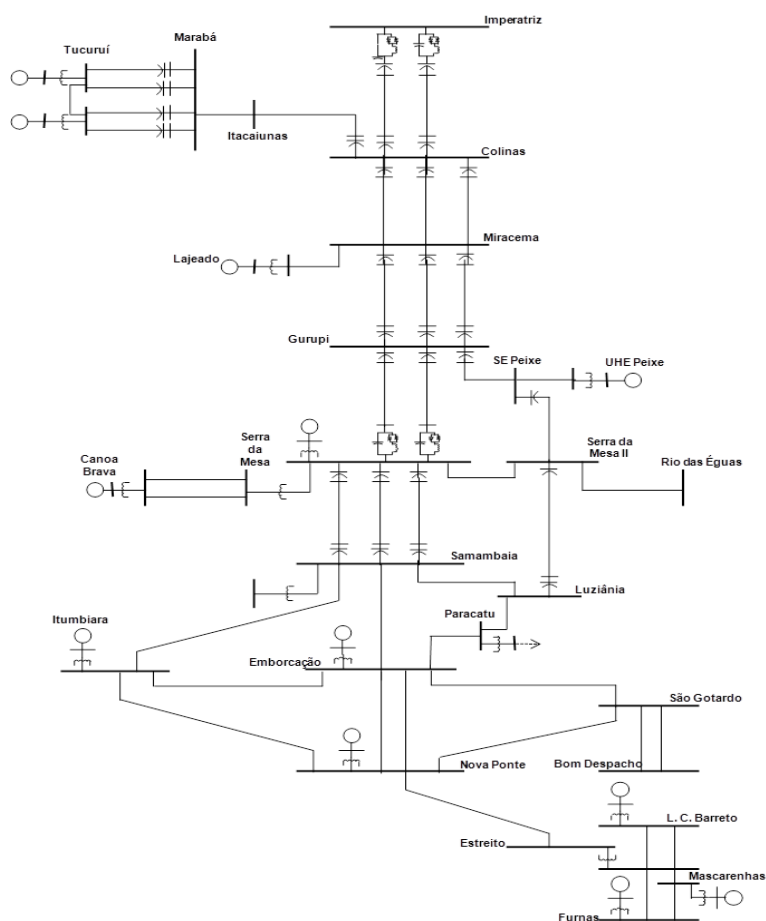
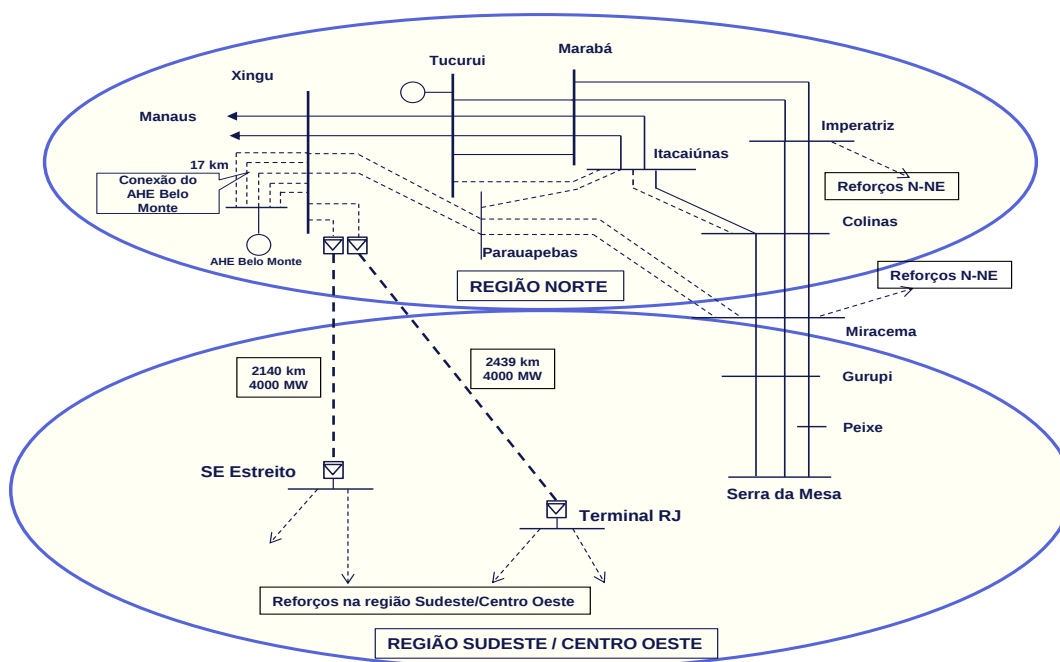
Figura 9. Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste

Figura 10. Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste



INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE

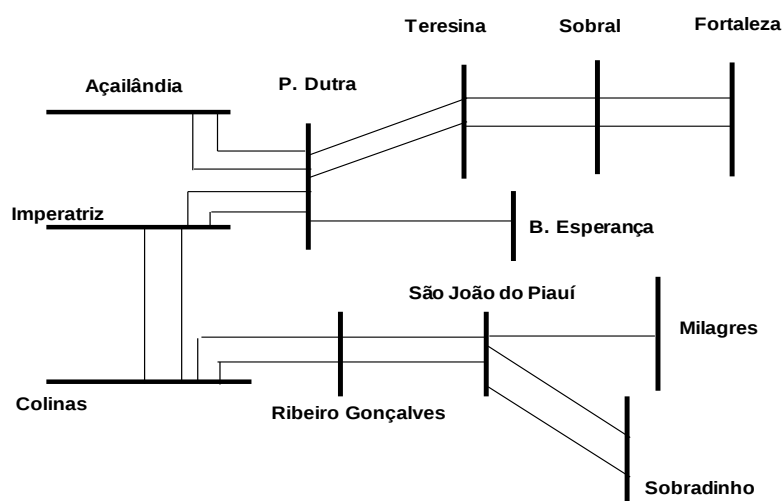
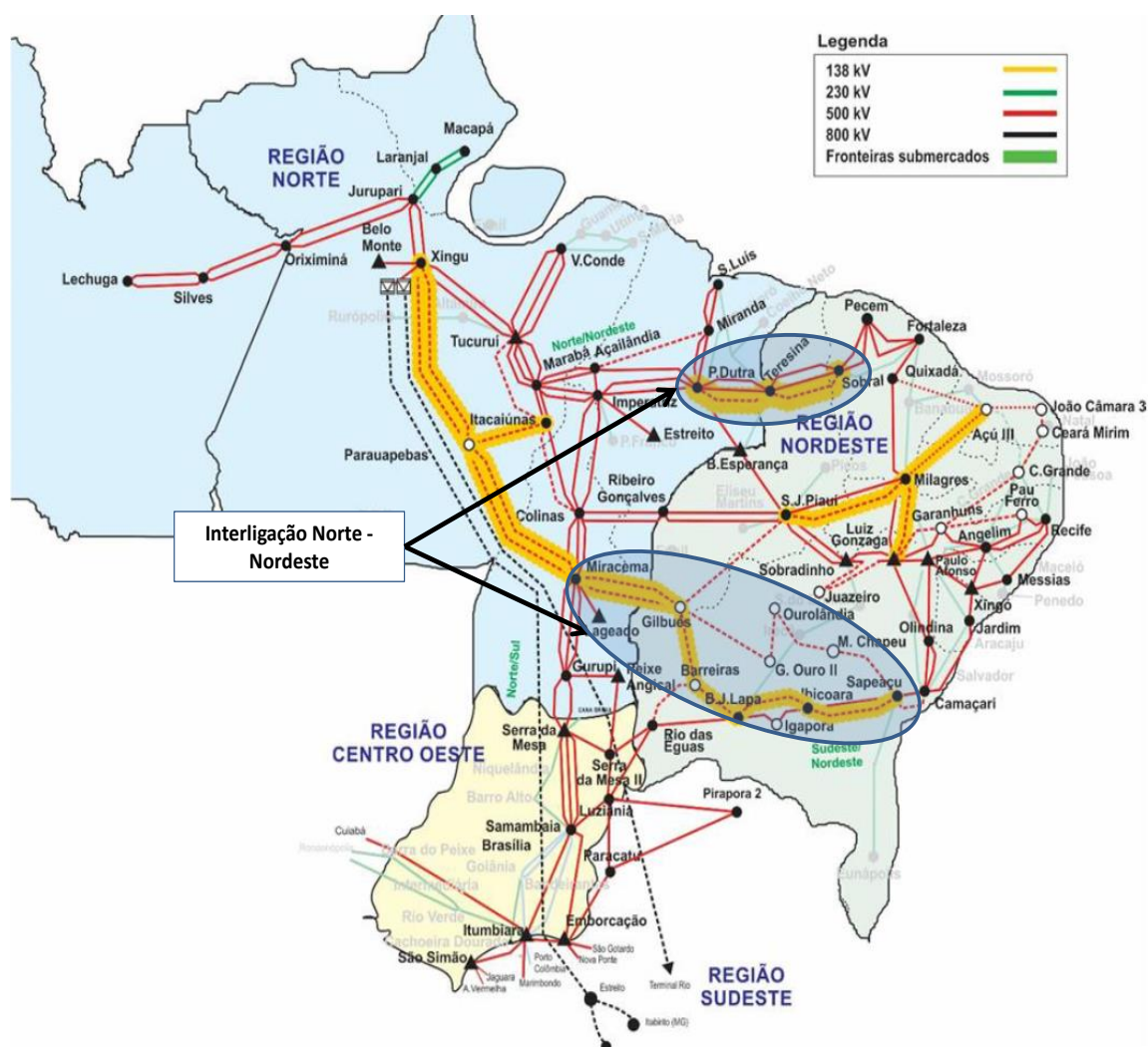
A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres. Esse estágio atual da interligação é mostrado na Figura 10.

A expansão dessa interligação foi recomendada para 2016 visando atender também parte da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste. Essa expansão, já licitada, compreende os troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, e do terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Contempla, adicionalmente, a construção de mais dois elos em

500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras.

Salienta-se que essas expansões, com exceção da LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí, foram arrematadas pela Abengoa e estão paralisadas em função da entrada desta empresa em processo de recuperação judicial, fato esse que impactará significativamente o recebimento e exportação da região Nordeste.

A Figura 11 apresenta os reforços indicados para ampliação da Interligação Norte – Nordeste, com destaque em amarelo para as obras sob responsabilidade da Abengoa.

Figura 11. Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2017

Figura 12. Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste – Sudeste


Fonte: EPE/ONS

BOX 4.2 - EMPREENDIMENTOS DA ABENGOA

Um fato recente que impacta negativamente a evolução do sistema planejado para a expansão das interligações regionais é o atraso das obras de transmissão sob responsabilidade da ABENGOA, que encontram-se paralisadas desde novembro de 2015, em decorrência do processo de recuperação judicial instaurado.

Como essas obras constituem grande parte das ampliações das interligações Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste, sua não realização prejudica o escoamento da geração hidráulica da região Norte e eólica do Nordeste e também para os intercâmbios entre essas regiões.

Atualmente, há elevada incerteza sobre as datas de conclusão desses empreendimentos. Cenários conservadores consideram a conclusão apenas em 2023.

As dificuldades enfrentadas com a implantação destes empreendimentos, ainda que tenham suas raízes em dificuldades financeiras percebidas pela matriz do grupo, suscitam, do ponto de vista da EPE, questões relevantes quanto à interface entre o planejamento e a implantação do sistema de transmissão.

As questões mais imediatas para o processo de planejamento relacionam-se à necessidade de identificar medidas corretivas que permitam minimizar o impacto sistêmico dos atrasos de implantação. Tais medidas — que estão em avaliação pela EPE — envolvem, por exemplo, a priorização da conclusão de outras obras de transmissão já especificadas em planos de expansão (e algumas já contratadas).

INTERLIGAÇÃO SUDESTE/CENTRO OESTE - NORDESTE

A interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste, até que se complete a expansão do sistema previsto, é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari, como mostrada esquematicamente na Figura 13.

A expansão dessa interligação contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora, que entrou em operação no início de 2017, porém com sua efetividade comprometida devido ao atraso das obras sob responsabilidade da Abengoa.

A Figura 13 apresenta um esquemático dessa expansão. Diante do crescimento acentuado de contratação de energia eólica no Brasil, com significativa predominância na região Nordeste, tornou-se necessário o adequado dimensionamento da capacidade de exportação dessa região, a fim de escoar a energia já contratada, bem como prover de folga o sistema elétrico de transmissão para a conexão de novos empreendimentos.

Assim, o significativo aumento da geração de energia na região Nordeste resultou na necessidade da expansão dos sistemas de interligação regionais, especialmente a interligação Nordeste – Sudeste, de forma que se possa escoar sem restrições elétricas a energia produzida nas novas usinas até os principais centros de carga do SIN, uma vez que haverá um excedente de oferta de energia elétrica na região.

Dessa forma, as análises realizadas apontaram a necessidade do aumento da exportação de energia elétrica em cerca de 6.000 MW da região Nordeste para a região Sudeste.

A Figura 14 mostra as obras indicadas para atendimento deste objetivo. Grande parte das obras indicadas na Figura 14 foi licitada em outubro/2016, com exceção da LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2 que não teve proponente naquela ocasião.

Figura 13. Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste

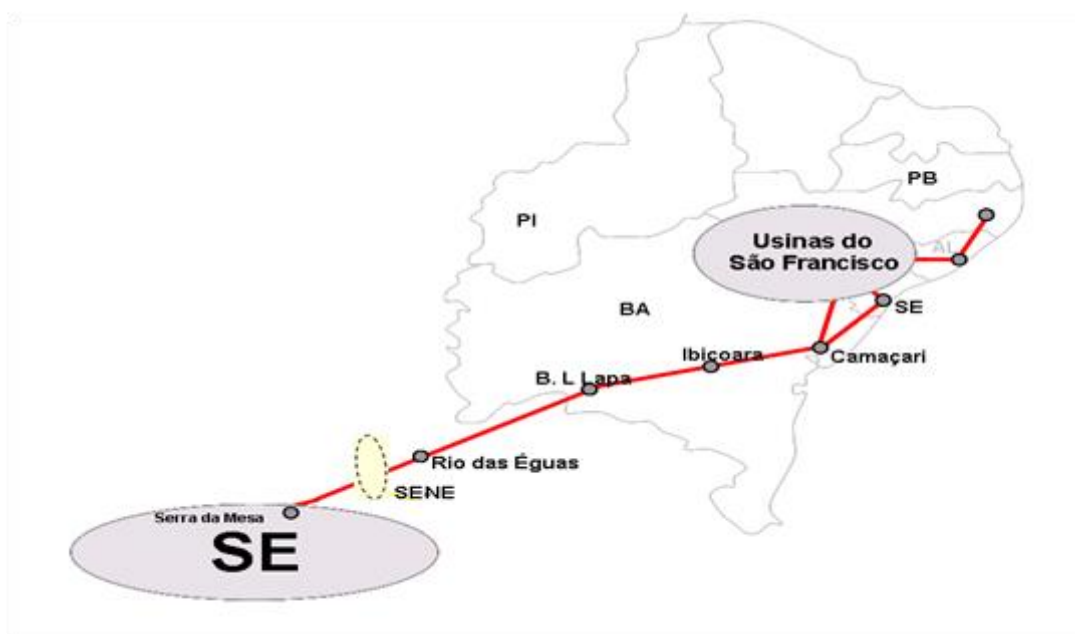


Figura 14. Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste

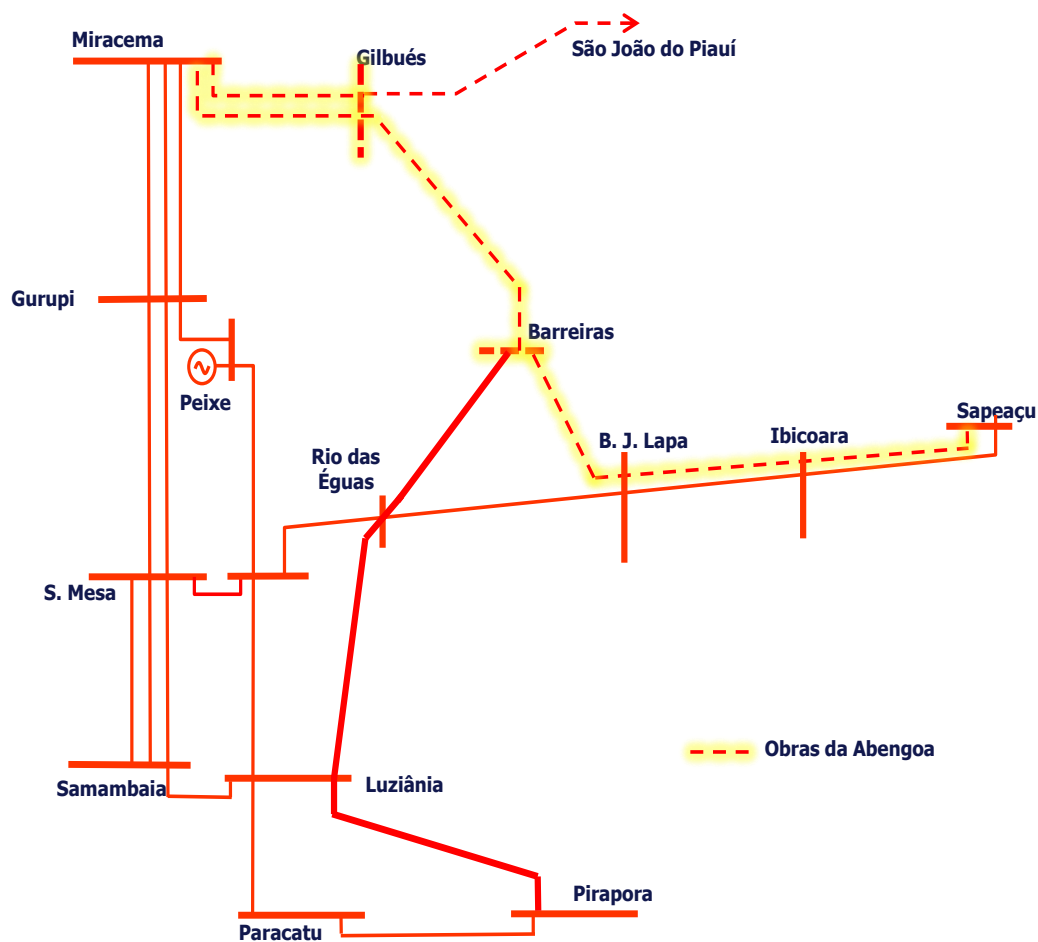
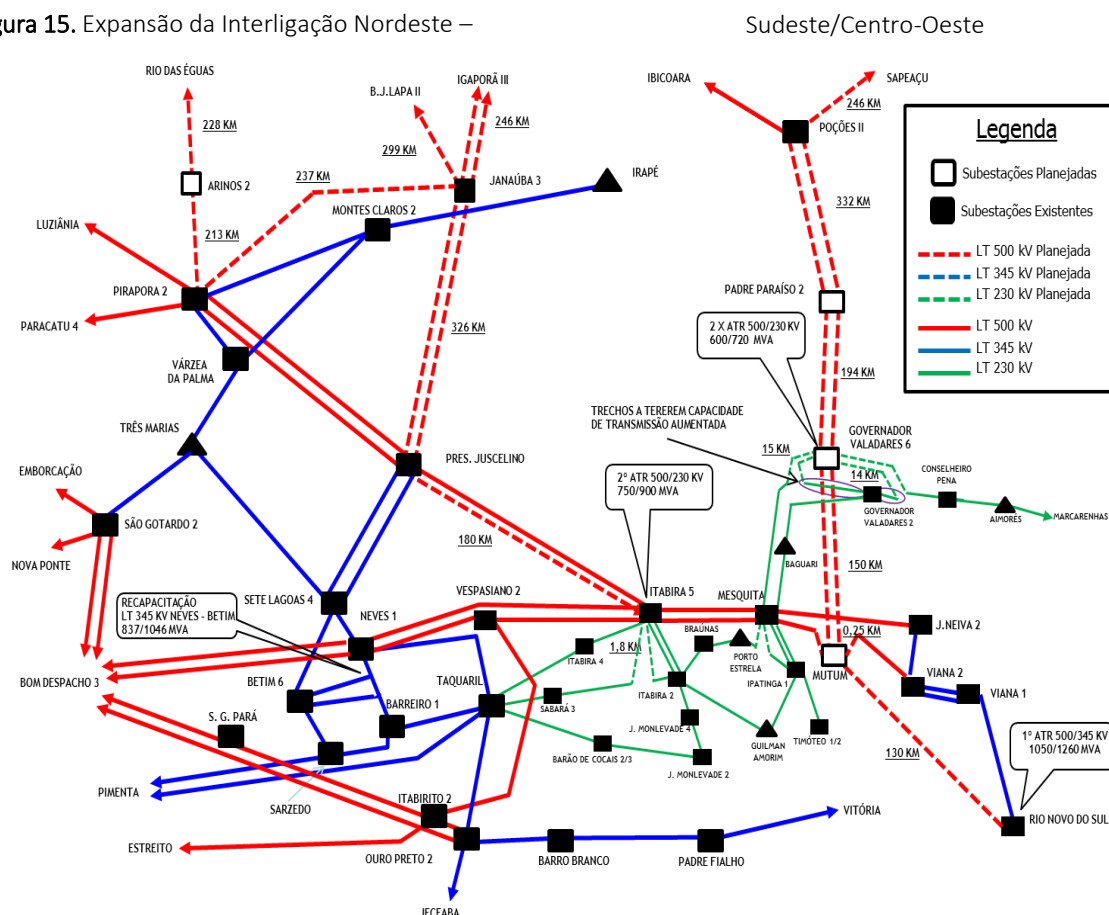


Figura 15. Expansão da Interligação Nordeste –



EXPANSÃO PROATIVA DA REDE INTERLIGADA N-NE-SE-CO

O sistema que interliga as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro Oeste, considerando as expansões em corrente alternada descritas, configura uma rede compatível com o escoamento das fontes de geração renovável, eólica e solar consideradas no PDE 2026.

Por outro lado, dado o caráter indicativo da expansão da geração e os crescentes prazos de implantação das instalações de transmissão, torna-se necessária a estratégia de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes do sistema interligado.

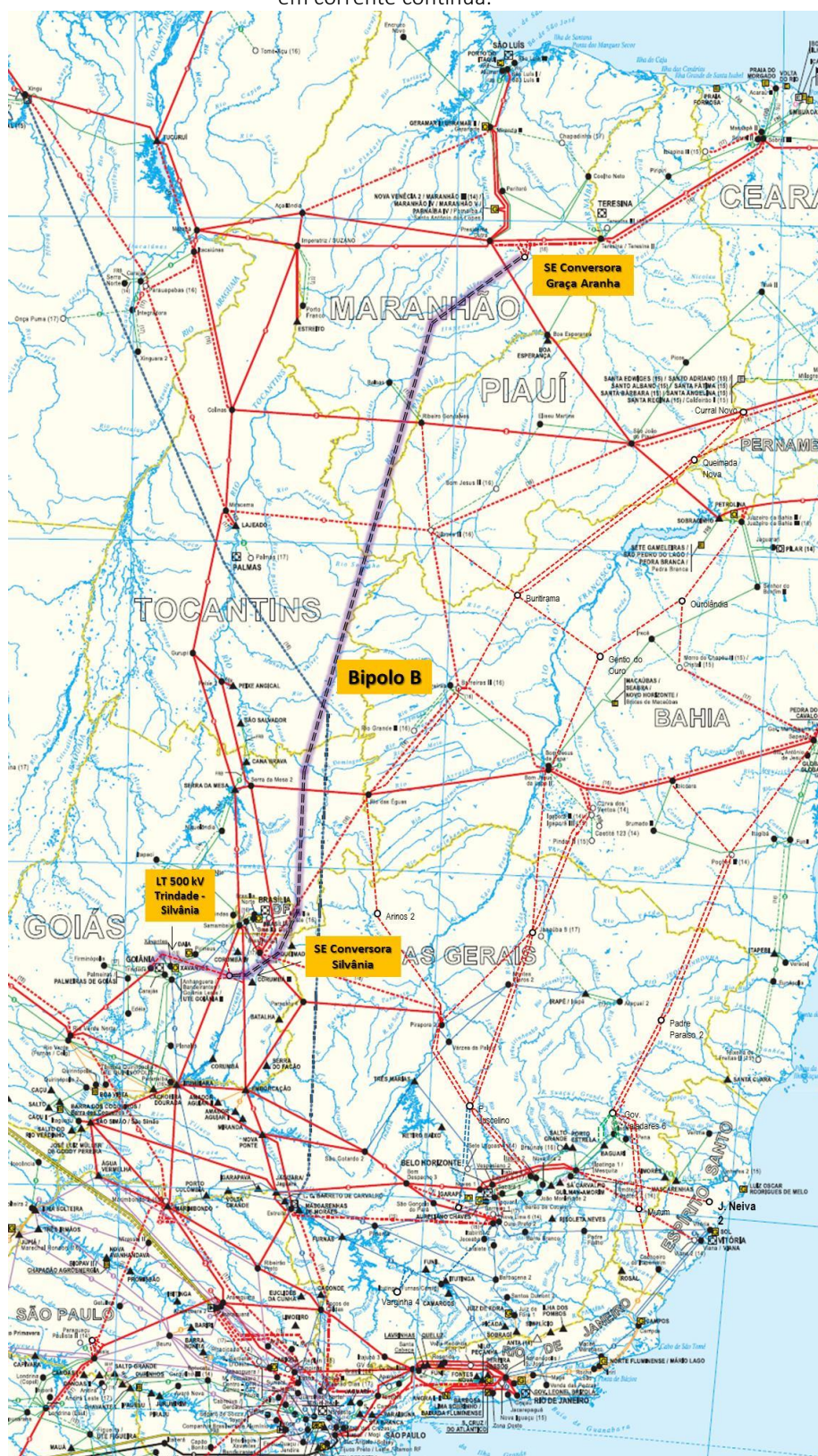
Assim, reconhece-se a importância do papel da rede de transmissão planejada de proporcionar uma flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, que pode, por exemplo, estabelecer a inserção de fontes térmicas utilizando a rede originalmente estudada para o escoamento dos futuros parques geradores eólicos e solares das regiões Norte e Nordeste.

Nesse sentido, foi proposto pela EPE ao Ministério de Minas e Energia como estratégia para uma próxima expansão de maior porte da rede interligada N-NE-SE-CO um novo elo em corrente contínua, eletricamente *superposto* à malha planejada em corrente alternada (CA), em sua maior parte já suficientemente reforçada.

Tal expansão, além de possibilitar uma maior concentração de potência em corredores de transmissão, se harmoniza com a da rede CA, por ter o suporte desta rede, necessário para a confiabilidade e segurança operativa durante contingências nas instalações em CC. Os estudos recomendam, no horizonte deste PDE, a implantação de um novo bipolo, com as seguintes características gerais:

- 1 Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha (no estado do Maranhão, próxima da SE Presidente Dutra) e Silvânia (no estado de Goiás, próxima da SE Samambaia), com extensão de 1.460 km.

Figura 16. Diagrama esquemático da expansão proposta ao MME do sistema interligado N-NE-SE-CO por novo elo em corrente contínua.



Entre os principais atributos que justificam a implantação do bipolo Graça Aranha - Silvânia podem ser citados os seguintes:

- Sob o enfoque de um planejamento proativo e prospectivo, esta expansão, juntamente com a rede planejada em corrente alternada 500 kV, libera espaço para inserção de novas renováveis nas regiões NE e CO, possibilitando flexibilidade para a decisão estratégica de expansão da geração hoje indicativa, inclusive da localização das fontes de reserva necessárias para a operação das renováveis no horizonte decenal.
- Sob o aspecto da operação, salienta-se que o este bipolo, que conecta eletricamente um ponto intermediário da rede N/NE com o sistema SE/CO, pode ter seu fluxo de potência ajustado em função da geração despachável nas fontes variáveis existentes na região N/NE, inclusive com possibilidade de reversão do sentido (do N/NE para o SE/CO ou vice-versa). Nessas condições, esta expansão possibilita ao operador do sistema flexibilizar a gestão adequada da reserva operativa do sistema do ponto de vista energético e elétrico.
- Fora do período de hidrologia crítica, em cenários de maior probabilidade de ocorrência, torna-se possível também maior segurança elétrica, com atendimento ao critério N-2 nos principais trechos da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO ou, ainda atenuar o impacto de eventuais atrasos de implantação de obras na rede CA que compõem esta interligação.
- Em condições hidrológicas desfavoráveis, tais como as recentemente registradas nos anos de 2014 e 2015, possibilita a alocação dos excedentes exportáveis de energia das regiões Norte e Nordeste no Sudeste/Centro Oeste, reduzindo a necessidade do despacho térmico significativamente oneroso neste subsistema.

INTERLIGAÇÃO SUL E SUDESTE/CENTRO-OESTE

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas. Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se a LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2 (CD) e a LT 500 kV Londrina – Assis, bem como a LT 500 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste e a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que considera-se a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

O plano de expansão da geração considera várias ampliações da capacidade de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste no período decenal. A definição da expansão necessária até o ano de 2019 foi tratada em estudo específico, sob coordenação da EPE, que recomendou a implantação de duas linhas de transmissão em 500 kV no ano 2017: a LT Itatiba – Bateias C1, 399 km, e a LT Assis – Londrina C2, 120 km, perfazendo 519 km de extensão. Já as novas expansões necessárias a partir do ano 2020 estão sendo avaliadas em um estudo atualmente em andamento na EPE.

EXPANSÕES CONSIDERADAS PARA OS ESTUDOS ENERGÉTICOS

A Tabela 24 a seguir apresenta resumidamente os principais reforços associados às expansões das interligações, já outorgados, que entrarão em operação ao longo do decênio, os quais caracterizam os acréscimos de intercâmbios considerados na análise energética apresentada no Capítulo 3.

Tabela 24. Reforços nas interligações

Obras de expansão das interligações	Interligação	Previsão de entrada em operação	Acréscimo de capacidade (MW)
Bipolo Xingu-Estreito	N-SE/CO	fev/18	4.000
LT 500kV Itatiba - Bateias + reforços	SE-S	jul/19	1.600
Bipolo Xingu - Terminal Rio	N-SE/CO	dez/19	4.000
Recapacitação dos capacitores-série da interligação Norte-Sul	N-SE/CO	jan/21	2.000
Reforços em 230 kV na interligação AC/RO-SE/CO	AC/RO-SE/CO	jul/21	280
Conjunto de LT 500 kV licitadas no Leilão ANEEL nº 013/2015 - 2ª Etapa	NE-SE/CO	fev/22	6.000

4.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA

Atualmente, o suprimento elétrico a Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil – Venezuela, que se encontra próximo ao seu limite de controle de tensão, e por geração térmica local.

De forma a solucionar os problemas de atendimento a Roraima e atendendo à diretriz do MME de integração de todas as capitais brasileiras ao SIN foi realizado um estudo de planejamento para indicar a solução para a interligação de Boa Vista. O sistema de transmissão planejado contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, Lechuga – Equador – Boa Vista, com extensão total de 716 km (Figura 16).

Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, essa linha de transmissão permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Embora esse sistema tenha sido licitado no segundo semestre de 2011, por meio do Despacho nº 3.265, de 13 de dezembro de 2016, a ANEEL reconheceu os elementos para a extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL e encaminhou a recomendação ao Ministério de Minas e Energia. O processo encontra-se sob análise da Pasta. Dessa forma, a previsão mais realista para a conclusão desse empreendimento é, neste momento,

2024, fato esse que acarreta severas dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais para o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima.

INTERLIGAÇÃO RIO BRANCO - FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL

O estado do Acre é integrado ao SIN somente através da Subestação Rio Branco I 230/138/69 kV, de propriedade da Eletronorte. Esta subestação supre apenas a capital, Rio Branco, e uma parcela reduzida da área do estado, sob concessão da Eletrobrás Distribuição Acre. As demais cargas do Acre constituem sistemas isolados, atendidos em sua grande maioria por usinas térmicas a diesel.

Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado, a EPE desenvolveu um estudo elétrico na região, avaliando a oportunidade de integrar os principais centros urbanos ao SIN, propiciando qualidade de suprimento, maior confiabilidade e ainda a economia resultante da eliminação da geração térmica a diesel, de custo elevado para a sociedade como um todo.

A solução indicada é uma linha de 230 kV, interligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco, licitada em novembro de 2013, com previsão de entrada em operação em abril de 2019, conforme mostrado a seguir.

Figura 17. Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste

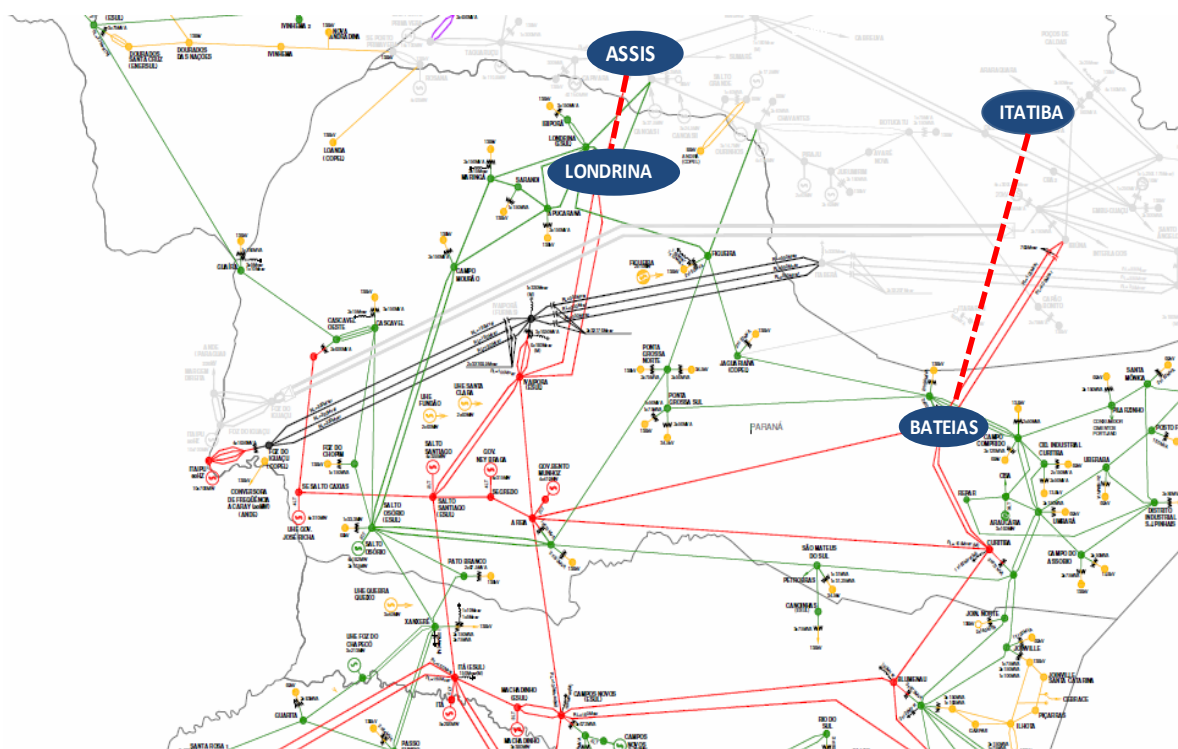


Figura 18. Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar

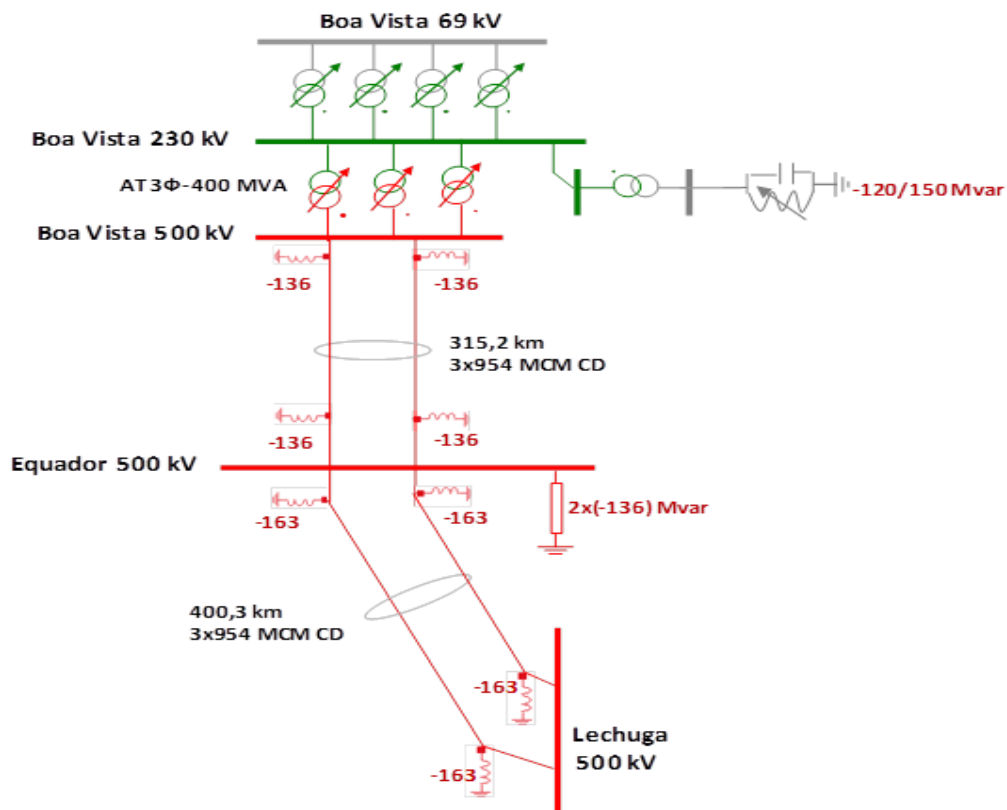
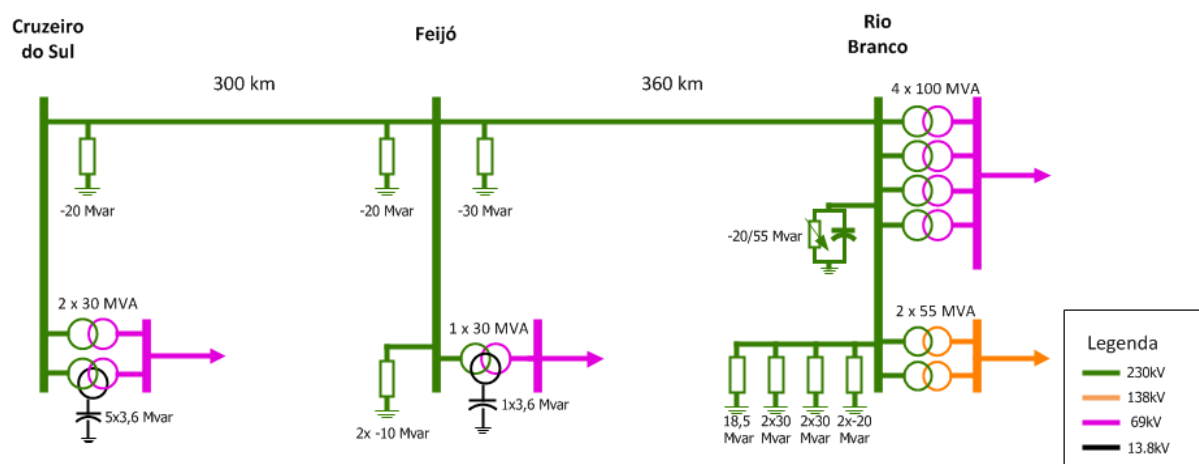


Figura 19. Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



Fonte: EPE

INTERLIGAÇÃO ORIXIMINÁ - JURUTI - PARINTINS

As comunidades situadas na margem direita do rio Amazonas: Juruti, Parintins, Vila Amazonas, Maués, Barreirinha e Boa Vista de Ramos, cargas isoladas, têm o seu potencial econômico restrito em função de limitações em infraestrutura básica, onde a energia elétrica é fator primordial.

Assim, a partir da implantação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, foi possível viabilizar a conexão da dessas localidades ao SIN, como resultado do estudo de planejamento realizado pela EPE em conjunto com a Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, Celpa e Eletrobras Distribuição Amazonas.

O sistema de transmissão recomendado para suprimento às cargas de Juruti, no estado do Pará, e Parintins, no estado do Amazonas, contempla duas linhas de transmissão em 230 kV, circuito duplo, sendo uma entre Oriximiná e Juruti, com extensão estimada em torno de 138 km, e outra entre Juruti e Parintins, com extensão de aproximadamente 102 km. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a

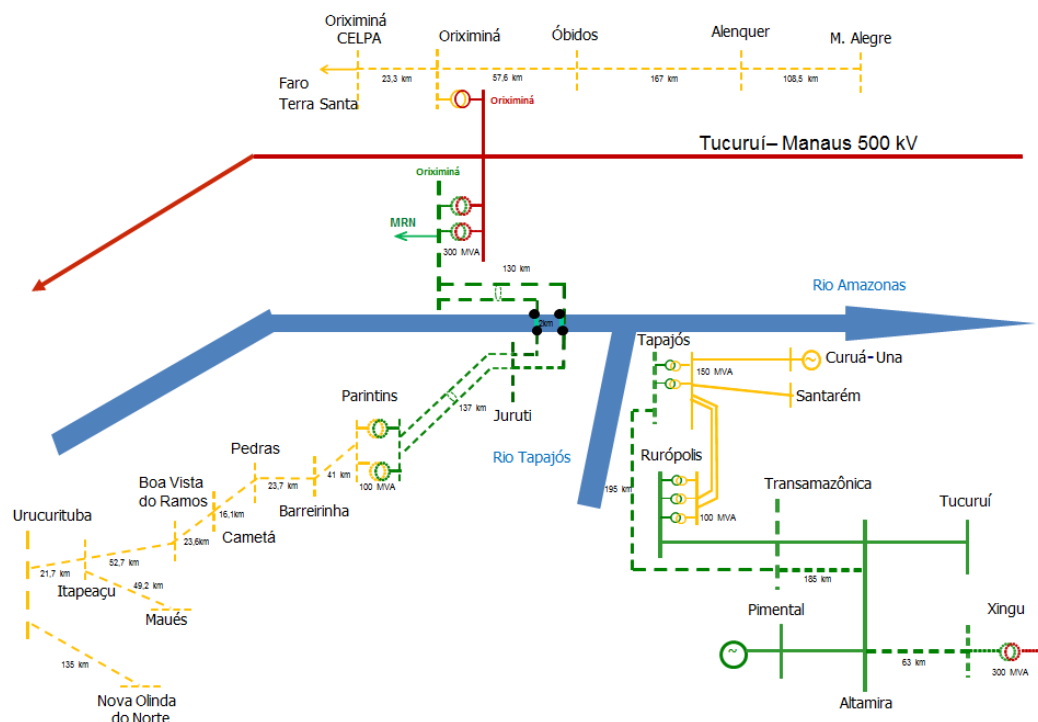
Abengoa como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, esses empreendimentos ainda não foram iniciados, fato esse que torna incerta a data para a interligação dessas localidades ao SIN.

Por fim, cumpre notar que as demais localidades da margem direita, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV, desde Parintins até Nova Olinda do Norte, que ficará a cargo da Eletrobras Distribuição Amazonas. Quanto às localidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas, sua interligação ao SIN se dará em Oriximiná por meio de um sistema de distribuição em 138 kV, que ficará a cargo a Celpa.

SUPRIMENTO À ÁREA DE HUMAITÁ (AM)

Foi realizado estudo para a integração ao SIN das cargas da região de Humaitá, a qual está localizada na mesorregião do Sul Amazonense, próxima à divisa do estado de Rondônia. Esta integração se dará em 138 kV a partir da nova SE 230/138 kV Caladinho II, que por sua vez estará localizada em região próxima a Porto Velho.

Figura 20. Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins



4.4 Interligações com Países Vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, a configuração atual contempla interligações do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela.

A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais entre o governo brasileiro e os países limítrofes sul-americanos visando à integração energética regional.

As atuais interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela são apresentadas a seguir.

INTERLIGAÇÃO COM A 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, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguai, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguai no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi (2200 MW), é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

INTERLIGAÇÃO COM O URUGUAI

Até o ano 2014, a interligação Brasil – Uruguai era realizada fundamentalmente através 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 230/150 kV até a subestação de Santana do Livramento.

Ao longo do ano 2015, essa interligação 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.

INTERLIGAÇÃO COM A VENEZUELA

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em

230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela. Embora a capacidade desse sistema seja de 200 MW, devido ao déficit de potência reativa no lado Venezuelano, mesmo após a entrada em operação do compensador estático no setor de 230 kV da SE Boa Vista, não é possível uma importação por parte do Brasil superior à 150 MW.

4.5 Sistemas Regionais de Transmissão

Os estudos referentes ao Plano Decenal de Expansão possibilitaram a indicação dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais necessários para o bom desempenho do SIN. São descritos a seguir, por região, os empreendimentos necessários para dotar a Rede Básica da transmissão de capacidade para atender o crescimento da carga no horizonte decenal e escoar a potência gerada pelas usinas que fazem parte da expansão da geração deste Plano.

4.5.1 REGIÃO NORTE

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás e no Maranhão, em São Luís, por meio de linhas de transmissão nas tensões de 500 e 230 kV. Por sua vez, algumas instalações em 138 e 69 kV são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT).

A partir de 2024, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido pelo SIN.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Vila do Conde, no Pará, e Manaus, no Amazonas.

ESTADO DO PARÁ

Para garantir o suprimento de energia elétrica às regiões metropolitana de Belém e nordeste do Pará, foi recomendado um novo ponto de suprimento, SE Marituba 500/230/69 kV, a LT 500 kV Vila do Conde – Marituba, a LT 230 kV Marituba – Castanhal, licitados na 2ª etapa do Leilão de Transmissão 013/2015, realizado em 28/10/2016 e a LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4, licitada no Leilão 05/2016, realizado em 24/04/2017. Além desse novo ponto de suprimento, faz parte da solução de planejamento a LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1, que deverá ser licitada proximamente. A partir da implantação dessas obras, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Pará apresentará desempenho satisfatório durante o horizonte deste Plano Decenal.

Na região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente consumo de energia elétrica, foi recomendada a construção de um novo pátio 500 kV na subestação Integradora Sossego e uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego.

Essas obras, licitadas em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame, ainda não tiveram as obras iniciadas, assim como as LTs Xingu – Parauapebas e Parauapebas – Miracema. Referencialmente, nesse Plano Decenal, esses

empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023.

Para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV nessa localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Norsk Hydro Brasil. Visando o atendimento ao critério “N-1” para este novo ponto de suprimento, foi recomendada a implantação do segunda LT 230 kV entre as SE Vila do Conde e Tomé-Açu. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Paraense de Energia LTDA como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido ao não cumprimento das obrigações estipuladas no contrato de concessão, recentemente foi decretada a caducidade da concessão dessas obras. O empreendimento foi relicitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado em abril de 2017, sagrando-se vencedor o Consórcio Pará. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos foram considerados como estando em operação a partir de 2023.

Com o objetivo de atender ao critério “N-1” no Tramo Oeste do estado do Pará, foi recomendada a implantação das subestações em 230 kV: Xingu, Transamazônica e Tapajós; além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Embora essas obras tenham sido licitadas em 2015, devido ao não cumprimento das obrigações exigidas para a assinatura do contrato de concessão, o empreendimento foi relicitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Equatorial Energia S.A.. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023.

Para o período que antecede a entrada em operação desse conjunto de obras, será necessária a indicação de Geração Térmica para que o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à região oeste do Pará apresente desempenho satisfatório.

Adicionalmente, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo, propiciando o

suprimento às cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, esses empreendimentos ainda não foram iniciados, fato esse que torna incerta a data para a interligação dessas localidades ao SIN. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023.

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e da 3ª LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, obras essas com previsão de entrada em operação a partir de 2018.

Para suprimento ao município de Almeirim, foi recomendada a implantação do pátio de 69 kV na SE Jurupari, obra essa licitada em 2014. Vis-à-vis as dificuldades econômicas enfrentadas pelo agente vencedor desse processo licitatório, essa obra deverá ser relicitada no primeiro semestre de 2018.

Para o atendimento ao município de Santana do Araguaia, que hoje opera isolado do SIN alimentado por geração térmica a diesel, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV. Essa nova subestação, localizada no município de Santana do Araguaia, adicionalmente atenderá a região Sul do estado do Pará e região nordeste do Mato Grosso.

A futura SE Santana do Araguaia 230/138 kV será conectada ao SIN, através de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, oriunda da SE Xinguara II. Esse conjunto de obras foi licitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, sagrando-se vencedora a Energia S.A., tendo 2022 como a data mais provável para a sua entrada em operação.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento o estudo para suprimento à região de Novo Progresso, que atualmente é suprida por um longo sistema radial em 138 kV. A alternativa que apresentar o melhor desempenho técnico, econômico e socioambiental, deverá ser licitada em 2018 e entrar em operação até o fim de 2023.

ESTADO DO MARANHÃO

Foi recomendado um novo ponto de suprimento em 230 kV no nordeste do Maranhão, região de grande interesse turístico devido a presença dos “Lençóis Maranhenses”. A nova subestação, localizada no município de Chapadinha, se interligará às subestações Miranda II e Coelho Neto através de duas linhas de transmissão em 230 kV e possibilitará um melhor atendimento elétrico a essa região. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Maranhense de Energia LTDA. como a proponente vencedora do certame.

No entanto, devido ao não cumprimento das obrigatoriedades estipuladas no contrato de concessão, recentemente foi decretada a caducidade da concessão dessas obras, fato que implicou a realização de nova licitação. O Leilão nº 05/2016 permitiu a reconstrução da obra com a Energias do Brasil S.A.. Referencialmente, neste Plano Decenal, esses empreendimentos foram considerados como estando em operação a partir de 2023.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” nas SE Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foi indicada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz-Porto Franco e Ribeiro Gonçalves-Balsas. Essas duas linhas de transmissão foram licitadas em 2017 e nenhuma proposta foi apresentada. Dessa forma, devem ser disponibilizados novamente para licitação. Para fins dos estudos deste Plano Decenal, esses empreendimentos foram considerados como estando em operação em 2022.

Para suprimento às cargas da região de Caxias, foi indicada uma nova SE 230/69 kV no município de Caxias, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, licitada no Leilão nº 05/2016 e arrematada pela Arton Z Energia, tendo 2021 como a data para a sua entrada em operação.

Com o objetivo de permitir o pleno escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará, foi indicado um sistema de transmissão em 500 kV que se interligará ao estado do Maranhão na futura SE Bacabeira 500 kV, que seccionará as duas LT 500 kV Miranda II –

São Luís II. Esses empreendimentos já foram licitados e deverão estar em operação até o fim de 2021.

Visando o suprimento à região metropolitana de São Luís, foi indicada a implantação de uma nova subestação 500/230/69 kV dentro da ilha, denominada SE São Luís IV, licitada em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Energias do Brasil S.A.. Para os estudos deste Plano Decenal, considerou-se a entrada em operação do empreendimento até o fim de 2022.

Com o objetivo de permitir o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” na SE Encruzo Novo, faz-se necessária a realização de um estudo de planejamento para a região noroeste do estado do Maranhão. Adicionalmente, foi solicitada recentemente pela CEMAR a verificação quanto à possibilidade/necessidade de indicação de novos pontos de suprimento para as regiões de Perizes e Buriticupu. A data de início desses estudos dependerá da priorização das atividades relacionadas à região Norte, a ser definida em conjunto com as empresas.

ESTADO DO TOCANTINS

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” na SE Porto Franco 230 kV, foi recomendada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, que deverá ser licitadas ainda esse ano, tendo 2022 como a data mais provável para a sua entrada em operação.

De modo a aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, foi indicada a implantação de um ponto de suprimento 230/138 kV em Palmas, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV, a partir da SE Lajeado. Esses empreendimentos já foram licitados, e devem entrar em operação até o fim de 2019.

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica à região de Araguaína para um horizonte de longo prazo, foi recomendado para 2021 a implantação de um novo pátio de 138 kV na SE Colinas, que deverá ser licitado no início de 2018.

Encontra-se em desenvolvimento o estudo que tem por objetivo indicar uma solução estrutural

para o escoamento pleno do potencial de geração hidráulica e fotovoltaica da região de Dianópolis, bem como agregar qualidade e confiabilidade no suprimento às cargas locais.

Finalmente, cumpre notar que foi solicitada recentemente pela Energisa TO a realização de um estudo para suprimento à região de Gurupi. A data de início desse estudo dependerá da priorização das atividades relacionadas à região Norte, a ser definida em conjunto com as empresas.

ESTADO DO AMAZONAS

Considerando o horizonte de curto prazo, foi indicado no documento conjunto EPE/ONS “Nota Técnica Conjunta ONS NT 0035/2016 EPE-DEE-NT-035/2016-rev0 – “Volume II: Anos de 2017 a 2020 com as obras estruturais na rede de distribuição”, a implantação do 3º e 4º ATR 230/138 kV na SE Jorge Teixeira, bem como do 4º TR 230-69 kV na SE Manaus. No entanto, levando-se em consideração as dificuldades alegadas em 2012 pela Eletrobras Distribuição Amazonas para a ampliação da sua rede de 138 kV e o fato de que Manaus somente foi interligada ao SIN em julho de 2013, essas obras não foram implantadas nas datas indicadas em 2010 pelo planejamento.

Até que esses equipamentos entrem em operação, a LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira C3 deverá ser operada em 138 kV, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 2 transformadores 230/138 kV atualmente instalados na SE Jorge Teixeira.

Para o horizonte de longo prazo, foi recomendada a implantação de um novo ponto de suprimento, denominado SE Tarumã, que será suprido por uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, conectando a futura SE Tarumã à SE Lechuga. Nesse mesmo estudo, também foi indicada a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, que possibilitará o fechamento de um anel entre as SEs Lechuga, Jorge Teixeira, Mauá 3 e Manaus, fato este que implicará em um aumento considerável na confiabilidade do suprimento à Manaus.

Cumpre destacar ainda que, por estarem situadas em regiões densamente povoadas, essas duas linhas de transmissão possuirão trechos subterrâneos. A expectativa é que esses

empreendimentos sejam licitados no início de 2018 e entrem em operação até o final de 2022.

Para o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, circuito duplo, visando, conforme já descrito. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Referencialmente, nesse Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023. As demais localidades da margem direita, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV, desde Parintins até Nova Olinda do Norte, que ficará a cargo da Eletrobras Distribuição Amazonas.

As localidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas ao SIN, serão interligadas à Oriximiná por meio de um sistema de distribuição em 138 kV, ficará a cargo a Celpa.

Ainda com o objetivo de integração de sistemas isolados, foi efetuado o estudo para a integração ao SIN das cargas da região de Humaitá, situada na mesorregião do Sul Amazonense, EPE-DEE-RE-107/2016-rev1 - "Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho". Esta integração se dará através de circuito em 138 kV a partir da SE 230/138 kV Caladinho II (2x40 MVA), no estado de Rondônia.

Embora as usinas do Complexo Hidrelétrico do rio Tapajós tenham saído do horizonte decenal, foi realizado o estudo prospectivo para o escoamento da energia a ser gerada por esse Complexo. O sistema em corrente alternada recomendado para escoamento das primeiras máquinas das usinas do Complexo do Tapajós contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, conectando a SE Miritituba à Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus (SE Silves). Adicionalmente, este empreendimento, quando em operação, trará maior confiabilidade ao suprimento de energia elétrica à Manaus, pois evitará cortes de carga durante a ocorrência de qualquer evento entre as SE Silves e Xingu.

Cumpre notar que não há definição quanto à data de implantação desse sistema, pois a sua

necessidade está vinculada à implantação de pelo menos uma das usinas pertencentes ao Complexo Hidrelétrico do Tapajós.

ESTADO DO AMAPÁ

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e da 3ª LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, obras essas com previsão de entrada em operação a partir de 2018.

ESTADO DE RORAIMA

Com o objetivo de promover a interligação de Boa Vista ao SIN, foi recomendada a implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista. Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, essa linha de transmissão permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Embora esse sistema tenha sido licitado no segundo semestre de 2011, por meio do Despacho nº 3.265, de 13 de dezembro de 2016, a ANEEL reconheceu elementos para a extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL e encaminhou a recomendação ao Ministério de Minas e Energia para o distrato. O processo encontra-se em análise pela Pasta. Dessa forma, a previsão mais realista para a conclusão desse empreendimento é 2024, fato esse que acarreta em severas dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais para o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima.

Dessa forma, estão sendo avaliadas soluções alternativas que sejam capazes de mitigar essas restrições de suprimento a Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao SIN.

4.5.2 REGIÃO NORDESTE

O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela

energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

O grande potencial eólico da região, distribuído principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, levou à necessidade de expansão da Rede Básica da região, assim como também ao aumento da capacidade das interligações entre a região Nordeste e Sudeste, para o escoamento dos excedentes de energia.

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará.

ESTADO DO PIAUÍ

Os estudos realizados para a expansão das interligações Norte – Nordeste e Nordeste - Sudeste em função da entrada da usina de Belo Monte, do expressivo montante de geração eólica licitadas, em conjunto com uma grande quantidade de usinas térmicas instaladas na região Nordeste, resultaram na recomendação da nova SE Gilbués II e das linhas de transmissão em 500 kV Miracema – Gilbués II (C1 e C2), Gilbués II – Barreiras II (C1), Gilbués II – São João do Piauí (C1), P. Dutra – Teresina II (C3) e Teresina II – Sobral III (C3). Esse sistema foi licitado nos anos de 2012 e 2013, tendo a Abengoa como a proponente que arrematou quase todas as obras.

No entanto, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, esses empreendimentos não foram terminados, fato esse que torna incerta a data para a entrada em operação dos reforços. Referencialmente, nesse Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como entrando em operação a partir de 2023.

O reforço estrutural do sistema de transmissão responsável pelo atendimento a região sul do Piauí, licitado no ano de 2013, contempla uma linha de transmissão em 230 kV interligando as subestações Eliseu Martins e Gilbués II, com seccionamento em Bom Jesus e transformação 230/69 kV em Gilbués II e Bom Jesus II. Este reforço, com previsão de entrada em operação em agosto de

2017, proporcionará o atendimento a essa região com qualidade e confiabilidade até o ano de 2030.

Para o escoamento do excedente de energia elétrica proveniente de usinas eólicas no estado da Bahia, foi recomendada a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, que tem sua data de entrada em operação comprometida pela paralisação das obras da SE Gilbués II, de propriedade da Abengoa.

Na região do Sertão do Araripe, foi recomendada a implantação de dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da EDPI, hoje supridas pela SE Picos.

Os estudos prospectivos considerando o potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Queimada Nova. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II (C1) e Milagres II – Queimada Nova II (C1). Esse conjunto de obras, exceto a LT Milagres II – Queimada Nova II foi licitado em 2016.

Estudos prospectivos para conexão e escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará indicaram a implantação da SE 500/230/138 kV Parnaíba III, que se interligará ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 e C2, LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1 e Parnaíba III – Tianguá II C1.

Esse conjunto de obras foi licitado em 2016. Foi recomendada ainda a implantação da LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1 e C2, LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C2 e LT 230 kV Piripiri – Teresina III C1. Esse conjunto de obras ainda não foi licitado.

Por fim, de forma a proporcionar um adequado atendimento aos consumidores da Microrregião do Médio Parnaíba, recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Boa Esperança II e outros dois transformadores 230/69 kV na SE Teresina II.

ESTADO DO CEARÁ

Para o adequado escoamento do potencial eólico das usinas do litoral norte do estado, recomendou-se a implantação das SE 500/230 kV Acaraú III e Tianguá II. Essas subestações se interligarão ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1, LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II C1, LT 500 kV Tianguá II – Acaraú III C1, LT 500 kV Acaraú III – Pecém II C1 e seccionamento em loop das LT 500 kV Teresina II – Sobral III C1 e C2 na SE Tianguá II.

Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi licitada a LT 500 kV Açú III – Quixadá C1. Adicionalmente, encontra-se em andamento o “Estudo de Atendimento às Regiões de Mossoró, Aracati e Fortaleza”, que recomendará uma nova subestação 500/230 kV nas proximidades dos municípios de Russas, Aracati e Mossoró, elevando significativamente as margens para conexão de novos empreendimentos de geração nessa região.

Na Região Metropolitana de Fortaleza é prevista a relicitação da SE 230/69 kV Maracanaú II, no seccionamento em loop da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C2, que auxiliará no atendimento às cargas da capital cearense. Devido ao atraso na entrada em operação dessa obra, estudos recomendaram a implantação do 5º TR 230/69 kV da SE Fortaleza e 5º TR 230/69 kV da SE Pici II. Para essa região, encontram-se ainda em andamento estudos que recomendarão novas subestações 500/230 kV e 230/69 kV a fim de atender ao crescimento da carga local.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, encontra-se em andamento estudo específico que recomendará novo ponto de suprimento às cargas da Coelce na região.

ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

Para a conexão e escoamento do elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, foi recomendada a implantação de um robusto sistema em 500 kV composto pelas SE João Câmara III, Ceará Mirim II e Açú III, conectadas pelas LT: Açú III – Quixadá (C1), Milagres II – Açú III (C1 e C2), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2) e Ceará Mirim II – João Câmara III (C1 e C2). O sistema

completo ainda é composto por subestações e linhas de transmissão em 230 kV características de atendimento regional e coleta de geração no estado.

Destaca-se que a SE Açú III e a LT Açú III - Milagres II C1, arrematadas pela Abengoa em 2012, não tiveram as obras iniciadas. Referencialmente, nesse Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023.

Para o atendimento às cargas da Cosern, é prevista a relicitação da SE 230/69 kV Currais Novos II, que será alimentada a partir da LT 230 kV Lagoa Nova II - Currais Novos II C1 e C2.

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Mossoró II, encontra-se em andamento estudo específico que recomendará novo ponto de suprimento às cargas da Cosern na região.

ESTADO DA PARAÍBA

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação das LT 500 kV: Campina Grande III - Ceará Mirim II (C2), já licitada, e Campina Grande III - Pau Ferro (C1), licitada em abril de 2017, sagrando-se como vencedora a RC Administrações e Participações S.A..

Para possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região do Seridó e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração, foi recomendada a implantação da nova SE 500 kV Santa Luzia II, que se conectará ao SIN através das LT 500 kV Santa Luzia II - Campina Grande III C1 e Santa Luzia II - Milagres II C1, ainda não licitadas.

Para o atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, recomendou-se a implantação da nova SE 500/230/69 kV João Pessoa II, que se conectará ao SIN através da LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II e dos seccionamentos das LT 230 kV Goianinha - Mussurú, Goianinha - Santa Rita II e Santa Rita II - Mussurú II.

ESTADO DE PERNAMBUCO

Para reforçar o atendimento ao Agreste de Pernambuco, foi recomendada uma nova subestação 230/69 kV no município de Arcoverde, a implantação de transformadores 230/69 kV na SE Garanhuns II e as linhas de transmissão 230 kV Garanhuns II - Arcoverde II e Caetés II - Arcoverde II.

Foi recomendada ainda a implantação de dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), na região do Sertão do Araripe, que alimentará parte das cargas da Celpe que hoje são supridas pela SE Bom Nome.

Para suprimento às cargas da região de Carpina e Limoeiro, foi recomendada a implantação de uma nova subestação 230/69 kV no município de Lagoa do Carro, que se interligará ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Pau Ferro - Coteminas.

Para atendimento às cargas das SE Tacaimbó e Ribeirão, devido ao esgotamento da transformação 230/69 kV dessas subestações, está sendo realizado estudo específico nessa região que recomendará novo ponto de suprimento às cargas da Celpe.

ESTADO DE ALAGOAS

Os estudos realizados sob coordenação da EPE recomendaram a expansão do sistema de transmissão de Alagoas através da nova SE 230/69 kV Maceió II, alimentada a partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV e da LT 230 kV N. S. Socorro - Penedo C2, prevista para entrada em operação em 2017.

Para o atendimento ao Sertão do estado, foi recomendada a implantação de uma nova SE 230/69 kV no município de Santana do Ipanema, conectada ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim.

ESTADO DO SERGIPE

As principais obras de expansão da Rede Básica recomendadas pela EPE no estado de Sergipe incluem a nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, alimentada a partir do

seccionamento da LT 230 kV Jardim – Penedo, a LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C2, o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim C2.

Destaca-se ainda a necessidade de implantação da LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1, necessária para o pleno escoamento da UTE Porto de Sergipe, de aproximadamente 1500 MW.

ESTADO DA BAHIA

O estado da Bahia, assim como Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte, tem se firmado nos últimos anos como um dos grandes produtores de energia eólica no país, principalmente nas regiões centrais e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), fez com que fosse grande a necessidade de implantação de reforços de transmissão, para escoamento de energia de usinas eólicas e aumento da capacidade de intercâmbio energético entre as essas duas regiões.

Para escoamento da energia elétrica proveniente dos futuros empreendimentos eólicos da região central da Bahia, foram recomendadas (e já licitadas) as novas subestações 500/230 kV Gentio do Ouro II e Ourolândia II e as linhas de transmissão 500 kV: Gilbués II – Gentio do Ouro II (C1), Gentio do Ouro II – Ourolândia II (C1), Ourolândia II – Morro do Chapéu II (C1) e Morro do Chapéu II – Sapeaçu (C1). Foram recomendados ainda dois compensadores estáticos de potência reativa (subestações Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II), o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim na SE Ourolândia e a LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas.

Para o atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada (e já licitada) a implantação da LT 500 kV Ibicoara – Poções III, LT 230 kV Poções III – Poções II (C1 e C2) e uma nova SE 500/230 kV Poções III.

Para o escoamento da geração eólica contratada nos leilões LER e A-3 2013, bem como do potencial da região de Pindaí foi recomendada (e já licitada) a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD (C2 e C3).

Estudos para aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste – Sudeste para o escoamento dos excedentes de geração na região Nordeste recomendaram a implantação das já licitadas LT 500 kV: Rio da Éguas – Arinos II (C1), Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 (C1) – Igaporã III – Janaúba 3 (C1 e C2), Sapeaçu – Poções III (C1) e Poções III – Padre Paraíso 2 (C1 e C2).

Para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste foi recomendada a implantação de uma nova subestação em 500 kV no município de Buritirama. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Buritirama – Barreiras II (C1) e do seccionamento em loop da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Foram recomendadas ainda as LT 500 kV: Barreiras II – Rio das Éguas (C2), Juazeiro III – Ourolândia (C1) e Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II (C1), obras que também já foram todas licitadas.

Para atendimento às cargas da Coelba no município de Alagoinhas, estudos de planejamento recomendaram a implantação da SE 230/69 kV Alagoinhas II, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu (C2) e a SE Itabuna III 230/138 kV, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi (C1).

Para suprimento às cargas da Coelba na região central da Bahia, foi recomendada a implantação do segundo transformador 230/69 kV na SE Morro do Chapéu II.

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Tomba, foi recomendada a implantação da nova SE 230/69 kV Feira de Santana III, que se interligará ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Governador Mangabeira – Camaçari II C2.

Por fim, destaca-se que o eixo 500 kV Gilbués II - Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu, arrematadas pela Abengoa em 2012, não foram terminados, fato esse que torna incerta a data para a entrada em operação dos reforços. Referencialmente, nesse Plano Decenal, esses empreendimentos serão considerados como estando em operação a partir de 2023.

4.5.3 REGIÃO SUDESTE

O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT).

A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do país, atendendo cerca de 50% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afastados das principais fontes de geração, resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento.

ESTADO DE SÃO PAULO

Com relação ao atendimento às cargas do litoral de São Paulo, em 2013, a EPE concluiu estudo no qual foram recomendados como reforços estruturais dois novos pontos de suprimento: SE Manoel da Nóbrega 230/138-88 kV, para atendimento às cargas do litoral sul, e SE Domênico Rangoni 345/138 kV, para atendimento às cargas do litoral norte. Ambas as subestações foram licitadas e estão previstas para entrar em operação no segundo semestre de 2018.

Também foram recomendados reforços nas regiões de São Paulo caracterizadas por grande potencial de usinas térmicas a biomassa. Para o sistema próximo às usinas do Rio Paraná e Tietê (Jupia e Três Irmãos), está entrando em operação, ainda no primeiro trimestre de 2017, a nova SE Marechal Rondon 440/138 kV, que tem como principal função possibilitar o escoamento do excedente de geração de energia no sistema de 138 kV da região.

Com relação ao sistema próximo às usinas do Rio Grande (Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes), foi recomendado como reforço estrutural a implantação da nova SE Morro Agudo 500/138 kV, já licitada, e da transformação 345/138 kV, com transformador defasador, em Porto Colômbia, objeto de autorização à Furnas. Ambas com o objetivo de

possibilitar o pleno escoamento do excedente de geração durante o período de safra das usinas a biomassa da região e, ainda, o aumento da confiabilidade no atendimento às cargas do sistema de 138 kV da região nordeste da CPFL.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, foi recentemente licitada a nova SE Água Azul 440/138 kV, composta por dois bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. Essa nova subestação, com previsão de entrada para o final do primeiro semestre de 2019, também propicia o aumento da confiabilidade no atendimento ao Aeroporto de Guarulhos, que atualmente encontra-se em expansão.

No que diz respeito à região metropolitana de São Paulo, destaca-se a licitação da LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, com extensão aproximada de 15 km, cuja recomendação teve como objetivo sanar os problemas de sobrecarga durante contingência, previstos para a LT 345 kV Xavantes – Bandeirantes C1, C2 e C3, além de prover a SE Bandeirante de confiabilidade diferenciada, isto devido ao significativo montante de carga da capital que é suprido por essa subestação.

Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, está em fase de conclusão o estudo que recomendará um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, com indicação de duas novas subestações 345/88 kV para suprimento às cargas da AES Eletropaulo, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade no suprimento às regiões centro, sul e leste da capital, incluindo municípios do ABC paulista, garantindo o pleno atendimento a essas cargas em horizonte superior a 20 anos.

Para o sistema da região oeste do estado de São Paulo, foi finalizado, em 2015, um estudo que recomendou a implantação de dois novos pontos de suprimento: SE Baguaçu 440/138 kV e SE Alta Paulista 440/138 kV. Esses dois novos pontos de suprimento, com previsão de licitação no primeiro semestre de 2017, reforçam o atendimento a diversos municípios do interior de São Paulo, tais como Presidente Prudente, Flórida Paulista, Dracena, Tupã, Valparaíso, Araçatuba e Birigui.

Dando continuidade aos estudos de expansão dos sistemas supridores de municípios do interior do estado, encontra-se em fase de finalização o estudo de atendimento à região de Capão Bonito, que objetiva eliminar restrições associadas à contingência do único circuito em 230 kV que interliga a SE Botucatu à SE Capão Bonito. A solução dar-se-á a partir da recomendação de novas linhas de transmissão em 230 kV, além de reforços na DIT 138 kV.

Destaca-se, ainda, o estudo de compensação reativa para os sistemas em 440 kV e 500 kV do estado de São Paulo, cujo objetivo foi de garantir as condições de qualidade, controlabilidade e confiabilidade praticadas no SIN, mesmo em cenários mais severos de intercâmbios de energia entre o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste e os demais subsistemas. Como resultado desse estudo, tem-se a recomendação de instalação de três compensadores síncronos de -180/300 Mvar, na SE 500 kV Araraquara II, com previsão de ser licitado ainda no primeiro semestre de 2017.

Por fim, em função do recente aumento de usinas fotovoltaicas habilitadas em leilões de geração, identificou-se um elevado potencial de contratação desse tipo de fonte na região noroeste do estado de São Paulo, tendo sido iniciado, no segundo semestre de 2016, estudo prospectivo para a definição da expansão ótima da rede dessa região, buscando-se conciliar o atendimento ao mercado com a possibilidade de acomodação de montantes de geração compatíveis com o potencial identificado.

ESTADO DE MINAS GERAIS

Foram recomendados reforços estruturantes para o sistema de transmissão que atende o estado e que já se encontram em fase de execução.

Dentre esses reforços, foi concebida uma nova SE 230/138 kV Timóteo 2 e a LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2, para o atendimento a região de Timóteo que hoje é realizado por apenas uma LT de 230 kV (Ipatinga 1 – Timóteo), não atendendo ao critério N-1.

Para solucionar o problema de sobretensões que ocorrem no período de carga leve/mínima no cenário de geração térmica elevada na área Rio de

Janeiro e Espírito Santo, provocando redução considerável no carregamento do sistema de Rede Básica do estado de Minas Gerais, foram indicados reatores de barra nas SEs Irapé, Pirapora 2, São Gonçalo do Pará e São Gotardo 2, de modo a se evitar o desligamento de linhas de transmissão nesse cenário específico.

Destaca-se a indicação de obras para proporcionar o aumento de confiabilidade, de forma a atender ao critério n-1 no sistema de transmissão do estado como a ampliação da SE 500/345 kV Itabirito 2, a nova LT 500 kV Itabirito-Vespasiano e a nova LT 345 kV Itutinga - Jeceaba.

Para as regiões Central e Leste foram concebidas obras estruturantes de grande porte visando a adequação do atendimento a essas importantes cargas do Estado. As novas SEs 500/345 kV Presidente Juscelino, 500/230 kV Itabira 5 e 345/138 kV Betim e LTs 500, 345 e 230 kV associadas, além de reforços no sistema Distribuidor local, permitirão um atendimento robusto a essas regiões.

Com relação às inserções regionais destacam-se a nova SE 230/138 kV Janaúba 3 e a nova LT 230 kV Irapé - Janaúba 3, que estenderá a Rede Básica até a região norte do Estado, bem como a nova SE 345/138 kV Varginha 4 na região da Mantiqueira e a nova SE 230/69 kV João Monlevade 4 e 230/138 kV Braúnas na região Leste.

Diversas ampliações foram concebidas como as SEs Emborcação, Mascarenhas de Moraes, Neves 1, Ipatinga 1, Barbacena 2 e Pimenta, para permitir o atendimento ao critério n-1 nessas transformações de fronteira.

As ampliações das SEs de fronteira Juiz de Fora, Governador Valadares e Barreiros, no entanto, aguardam o início do processo autorizativo.

Foi finalizado o estudo de escoamento do potencial solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais, que indicou como solução estrutural a construção da SE 230/138 kV Jaíba, da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba, da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias e da nova transformação 500/230 da SE Janaúba 3. Com isso foram criados novos pontos para conexão de empreendimentos solares futuros,

além de uma nova subestação de atendimento regional para o extremo norte do Estado.

Além das obras citadas, existem outras sendo concebidas em estudos atualmente em andamento. Dentre eles, cita-se a possibilidade de extensão da Rede Básica para atendimento à região da Zona da Mata Mineira e da Mantiqueira (região de Viçosa, Ponte Nova, Carangola, Cataguases, Muriaé e Ubá) que apresentam esgotamento da rede de distribuição da CEMIG-D e da Energisa-MG.

Também está em elaboração o estudo de atendimento à região do Triângulo Mineiro objetivando resolver problemas no sistema distribuidor da região, bem como atender prospectivamente o grande potencial cadastrado de usinas a biomassa nessa região.

Além das obras recomendadas, e daquelas que serão indicadas a partir dos estudos em elaboração, será necessário iniciar um estudo para o atendimento a região de Cássia e do Jequitinhonha devido a problemas no sistema de distribuição local. Esse estudo avaliará a viabilidade econômica para extensão da Rede Básica a essas regiões.

Destaca-se que a robustez no sistema que atende o estado de Minas Gerais também foi alcançada com as obras de expansão da interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste para escoamento do excedente de potencial eólico contratado e previsto para a região Nordeste.

Ressalta-se também a situação da LT 500 kV Estreito-Itabirito 2, outorgada a Abengoa, cujo atraso na implantação poderá restringir o intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste.

ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Os reforços estruturais já licitados para atendimento à carga no estado são: construção de nova SE 230/138 kV em São Mateus, conectada à SE Linhares 2 em 230 kV e em 138 kV às subestações Jaguaré e São Mateus, já existentes; nova subestação de Rio Novo do Sul 500/345/138 kV, no sul do Estado, conectada à SE Mutum 500 kV em Minas Gerais e também suprida através do seccionamento das linhas de Campos para Viana e Vitória 345 kV; nova subestação João Neiva 2 500/345/138 kV,

conectada à SE João Neiva da Escelsa por dois circuitos em 138 kV, à SE Viana por um circuito em 345 kV e à SE Mesquita por um circuito em 500 kV.

No entanto, em função de insucesso em leilões passados, a solução estrutural para atendimento à carga no estado do ES (notadamente da SE João Neiva 2 500/345/138 kV e da SE São Mateus 230/138 kV) entrará em operação em data posterior à data de necessidade identificada nos estudos da EPE. De forma a contornar as restrições sistêmicas identificadas na ausência destas obras, o ONS indicou o reforço das transformações de fronteira em seu plano de ampliações e reforços, a saber: 5º banco na SE Vitória 345/138 kV (já autorizado pela Aneel), 2º banco na SE Viana 2 500/345 kV e 2º banco na SE Verona 230/138 kV. Assim, será iniciado no segundo semestre novo estudo de atendimento ao Espírito Santo considerando o elenco com as obras emergenciais e estruturais já recomendadas.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Os principais reforços que estão sendo incorporados ao SIN são a subestação 500/345/138 kV de Nova Iguaçu, com 1800 MVA de transformação em seu estágio inicial, prevista para 2017, e a subestação Zona Oeste 500/138 kV, com 900 MVA de transformação, já em operação.

A partir de 2019, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região sudeste, mostrou-se necessário o segundo elo de corrente contínua entre as Regiões Norte e Sudeste (Xingu-Terminal Rio), sendo indicada a implantação da SE Terminal Rio nas proximidades de Nova Iguaçu. A SE Terminal Rio seccionará as linhas em 500 kV Adrianópolis – Resende e Adrianópolis – Cachoeira Paulista, além de se conectar à SE Nova Iguaçu por meio de dois circuitos em 500 kV.

Com relação ao atendimento do norte fluminense, foi identificado esgotamento da transformação 345/138 kV da SE Campos. Para solucionar este problema, foi emitido estudo indicando a nova SE Lagos 345/138 kV no seccionamento da LT 345 kV Macaé – Comperj. Este

novo ponto de suprimento atenderá às cargas da Enel Distribuição RJ (antiga Ampla).

Encontra-se em andamento estudo de atendimento à região metropolitana do RJ, cujo objetivo é a avaliação do carregamento das fronteiras que atendem à região metropolitana, além da análise do carregamento das linhas de Rede Básica.

Por fim, será iniciado estudo prospectivo para escoamento de usinas térmicas no RJ, mais especificamente na região de Campos/Macaé. Este estudo é motivado pela possibilidade de implantação de usinas de grande porte no norte fluminense e terá suporte da área de petróleo e gás da EPE, a fim de subsidiar o estabelecimento de cenários/localização de geração termelétrica futura a gás natural.

4.5.4 REGIÃO CENTRO-OESTE E ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e do Distrito Federal, interliga-se desde 2009 aos estados do Acre e Rondônia, constituindo cerca de 7% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas.

Atualmente a Rede Básica desta região tem linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV. Além da Rede Básica, o atendimento ao Centro-Oeste conta com um extenso sistema em 138 kV e 69 kV, referente às DIT. Com a entrada das UHE Jirau e Santo Antonio, a capacidade instalada da região aumentou significativamente, e o Estado de Rondônia passou para a condição de grande exportador de energia.

ESTADO DE GOIÁS E DISTRITO FEDERAL

Foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV.

Esse novo ponto de suprimento, associado às obras de distribuição em execução e planejadas, proporcionará maior equilíbrio entre as fontes que atendem atualmente a Capital Federal, ao mesmo

tempo em que trará aumento da confiabilidade no suprimento às cargas atendidas.

Além disso, foram recomendados diversos reforços nas linhas de transmissão e transformações que atendem o Distrito Federal para atendimento ao critério diferenciado para a capital do país. O conjunto de obras abrange as subestações de Samambaia, Brasília Sul, Brasília Geral além da SE Luziânia.

No Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Goiânia Leste, Trindade, Xavantes e Carajás. Outros importantes reforços foram recomendados para a eliminação de circuitos radiais de Rede Básica que atendem as regiões sul, oeste e norte do estado, através das subestações de Paranaíba, Firminópolis e Itapaci.

A entrada em operação do compensador estático da SE 500 kV Luziânia, prevista para novembro de 2018, permitirá não só melhora do controle de potência reativa da região, bem como da interligação Norte-Sul.

Ressalta-se também a conexão de diversas PCHs localizadas ao longo do Rio Corumbá, com 415 MW de potência instalada até 2025, que serão interligadas ao sistema através de uma SE coletora 138/345 kV denominada Urutaí.

Em fase de Autorização/Licitação a ampliação das SEs 230/138 kV Cachoeira Dourada e Pirineus, bem como a implantação de um novo pátio 345 kV na SE Pirineus e a nova LT 230 kV Edéia-Cachoeira Dourada. Estas obras permitirão eliminar problemas no eixo de 230 kV na região central e sul do estado.

Além dessas obras está previsto o aumento da capacidade do compensador estático da SE Barro Alto, necessário para dar suporte de tensão a toda região norte do estado quando da perda de uma linha do eixo de 230 kV Serra da Mesa-Niquelândia-Barro Alto. Destaca-se também a entrada da nova SE 230/138 kV Rio Claro 2 de modo a atender os critério de confiabilidade à região de Rio Claro, Jataí e Rio Verde.

Esta atualmente em desenvolvimento o estudo para atendimento à região de Inhumas que apresenta problemas no sistema distribuidor local, bem como a reforma da SE 230/13,8 kV Goiânia Leste de modo a permitir o atendimento ao critério n-1 nessa transformação de fronteira. Ressalta-se que essa SE atende a capital Goiânia, o que reforça a importância da análise.

Será iniciado brevemente o estudo de atendimento à região de Iaciara devido a conexão de um grande potencial de PCHs na região e a problemas no sistema de distribuição local.

ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV. Com o início da entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antonio, parte do suprimento da região virá da geração local das usinas, e parte via sistema interligado.

Existem ainda algumas cargas do estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó ao SIN através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco.

A capital, Rio Branco, contará no futuro com novo ponto de suprimento às cargas da Eletrobrás Distribuição Acre (SE Alto Alegre II), o qual foi recomendado em estudo emitido em 2016.

O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jauru, Porto Velho, Ariquemes e Abunã. Da subestação Ji-Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado.

Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Além dessas obras, estão indicados reforços de transmissão em 230 kV e de compensação reativa

adicional, para permitir o escoamento das unidades adicionais previstas na UHE Santo Antônio, do rio Madeira.

Tanto o abaixamento 230/138 kV em Jaru quanto as obras associadas ao escoamento das máquinas adicionais de Santo Antônio haviam sido arrematadas pela transmissora Isolux no Leilão de Transmissão 001/2015, realizado em 26/08/2015. No entanto, como o contrato de concessão não havia assinado, as obras foram relicitadas em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A..

Encontra-se em andamento o estudo para escoamento de usinas futuras pertencentes às bacias dos rios Juruena e Aripuanã. As mesmas estão localizadas nas proximidades da fronteira dos estados do Amazonas, Rondônia e Mato Grosso.

No contexto deste estudo, adicionalmente identificou-se restrição de escoamento no eixo em 230 kV dos estados de Rondônia e Mato Grosso em horizonte anterior à entrada das usinas futuras. Logo, serão indicados reforços que eliminem estas restrições e que ao mesmo tempo estejam em harmonia com a concretização das usinas.

ESTADO DE MATO GROSSO

Estudos anteriores indicaram reforços no atendimento ao sistema que supre a região de Alta Floresta, tendo sido recomendada conexão com o sistema de distribuição da Energisa MT via abaixamento 500/138 kV na futura subestação de Paranaíta.

Ainda utilizando o sistema de escoamento das usinas do Teles Pires, para solucionar o esgotamento do tronco em 138 kV entre as SEs Barra do Peixe e Vila Rica (730 km), está previsto um abaixamento 500/230 kV em Paranatinga, de onde partirá uma linha de transmissão em circuito simples para a SE Canarana, da Energisa MT.

Em Canarana também será implantada transformação de fronteira 230/138 kV para atendimento à distribuidora. Adicionalmente, para reforçar esse tronco em 138 kV que chega à SE Vila Rica, foi indicada a instalação de duas linhas em 138 kV Vila Rica – Santana do Araguaia e três

transformadores defasadores (uma unidade reserva) na subestação de Santana do Araguaia, no Pará.

Encontra-se em andamento o estudo para avaliação da alternativa de mínimo custo global para a permanência ou não do ramal provisório de Sinop. O mesmo foi instalado no seccionamento da LT 500 kV Claudia – Paranatinga C1 em função do atraso nas obras de transmissão previstas.

O objetivo foi de permitir a energização da UHE Teles Pires e o escoamento de parte da energia gerada. Por outro lado, ainda que o sistema de transmissão para escoamento de Teles Pires esteja completo, foi identificada necessidade de novo ponto de suprimento às cargas da Energisa MT, motivo pelo qual a avaliação está sendo efetuada.

O estudo para escoamento das usinas futuras e para definição de reforços no eixo RO/MT citado no item anterior referente aos estados do Acre e Rondônia, resultará na indicação de reforços no estado do Mato Grosso.

ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL

Durante o ano de 2015, foi desenvolvido um estudo de planejamento envolvendo toda a malha de transmissão do estado do Mato Grosso do Sul para solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico local. Esse estudo recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 230 kV na região. Essas obras deverão ser licitadas ao longo de 2017, possivelmente entrando em operação até o fim de 2022.

4.5.5 REGIÃO SUL

O sistema elétrico da região Sul atende aos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. De forma geral, esse sistema é constituído por instalações de Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, além por Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões 138 kV e 69 kV. Para os próximos anos, a rede da região tende a crescer, tendo em vista as obras de transmissão já recomendadas, as obras em fase de planejamento, além das obras que serão planejadas em estudos futuros. Os itens a seguir tratam dessas questões.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Durante o ano de 2013, foi desenvolvido um estudo de planejamento prospectivo envolvendo toda a malha de transmissão do estado do Rio Grande do Sul com o objetivo de preparar o sistema local para a integração dos seus potenciais eólico e térmico (gás e carvão). Esse estudo recomendou um número expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e 230 kV na região, as quais foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2014. Quando da entrada em operação dessas obras, o estado contará com uma capacidade de transmissão próxima a 6000 MW. Essas obras tem previsão de entrada em operação em março de 2019.

Ainda em 2013, foi realizado um estudo para garantir o suprimento de energia elétrica da região Norte do estado frente ao esgotamento das subestações de fronteira existentes. Esse estudo recomendou a implantação de uma nova subestação na região, a SE 230/138 kV Vila Maria, licitada no Leilão de Transmissão 004/2014, com previsão de entrada em operação em março de 2019.

Já em 2014, desenvolveu-se um estudo de planejamento na região do Litoral Norte para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas registrados no sistema elétrico local durante os períodos de verão, quando ocorrem picos de carga. Esse estudo recomendou a implantação de uma nova subestação de fronteira, a SE 230/69 kV Torres 2, licitada no Leilão de Transmissão 013/2015 – 1ª Etapa, com previsão de entrada em operação em junho de 2020.

Atualmente, encontra-se em andamento um grande estudo na região metropolitana de Porto Alegre que visa solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. Vale destacar que ao longo desse estudo, uma importante sinergia vem sendo estabelecida com a Secretaria Estadual de Minas e Energia e com os órgãos ambientais do estado, principalmente por envolver um grande centro urbano, o que será de fundamental importância posteriormente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As

obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2018, possivelmente entrando em operação até o fim de 2023.

Também se encontra em desenvolvimento o estudo envolvendo a região serrana do estado. Esse estudo tem por objetivo solucionar sobrecargas esperadas em instalações de transmissão locais. Assim como o estudo da região metropolitana de Porto Alegre, as obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2018, possivelmente entrando em operação até o fim de 2023.

Outro estudo que vem sendo desenvolvido no estado diz respeito à região Noroeste. O propósito desse estudo é solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. Assim como os estudos anteriores, as obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2018, possivelmente entrando em operação até o fim de 2023.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido ao longo de 2018, a fim de solucionar problemas elétricos da região de Lajeado.

ESTADO DE SANTA CATARINA

Em 2013, foi realizado um estudo de planejamento nas regiões Sul e Extremo Sul do estado para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico local, bem como para eliminar a dependência da região em relação ao despacho de geração da UTE Jorge Lacerda (carvão). Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo de instalações de transmissão em 525 kV na região, dentre elas, a nova SE 525/230 kV Siderópolis 2. Espera-se que tais obras sejam licitadas ao longo de 2017, de modo que possam entrar em operação em 2022.

Já em 2015, foi realizado o estudo de planejamento nas regiões Norte e Vale do Itajaí para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas esperados no sistema elétrico local. Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo de instalações de transmissão em 525 kV

e 230 kV na região, dentre elas, as novas SE 525/230/138 kV Joinville Sul, SE 525/230/138 kV Itajaí e SE 525 kV Gaspar 2. Essas obras deverão ser licitadas ao longo de 2017, possivelmente entrando em operação até o fim de 2022.

Posteriormente, em 2016, foi reavaliado um estudo originalmente realizado para garantir o suprimento de energia elétrica da região Metropolitana de Florianópolis frente ao esgotamento do sistema elétrico responsável pelo atendimento à ilha de Florianópolis, que é suprida por apenas uma única subestação de fronteira. Esse estudo resultou na recomendação de implantação de uma nova subestação na região, a SE 230/138 kV Ratones, e da LT 230 kV Biguaçu – Ratones C1 e C2 (CS), que possuirá trechos aéreos, submarinos e subterrâneos. Essas obras deverão ser licitadas ao longo de 2017, possivelmente entrando em operação até o final de 2022.

Atualmente se encontra em desenvolvimento o estudo envolvendo a região oeste do estado. Tal estudo tem por objetivo solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2018, possivelmente entrando em operação até o fim de 2023.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido ao longo de 2018, a fim de solucionar problemas elétricos das regiões Sul e Extremo Sul do estado.

ESTADO DO PARANÁ

Em 2015, foi realizado um estudo nas regiões Norte e Noroeste do estado para solucionar principalmente as sobrecargas previstas no sistema elétrico local quando da implantação de despacho de geração elevado na UHE Rosana. Esse estudo recomendou a implantação da nova SE 525/230 kV Sarandi. Essas obras deverão ser licitadas ao longo de 2017, possivelmente entrando em operação até o fim de 2022.

Ainda em 2015, foi desenvolvido um estudo para garantir o suprimento de energia elétrica da região Centro-Sul do estado frente aos graves

problemas de tensão da região. Esse estudo recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e em 230 kV, dentre elas, a nova SE 525/230 kV Ponta Grossa e a LT 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa – Bateias C1 e C2 (CS). Essas obras deverão ser licitadas ao longo de 2017, possivelmente entrando em operação até o fim de 2022.

Atualmente, encontra-se em andamento um grande estudo na região metropolitana de Curitiba que visa solucionar problemas de tensão e carregamento esperados em diversas instalações de transmissão do sistema. Ao longo desse estudo, pretende-se estabelecer uma importante sinergia

com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano, o que será fundamental posteriormente quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2018, possivelmente entrando em operação até o fim de 2023.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido ao longo de 2018, a fim de solucionar problemas elétricos da região Oeste do estado.

4.6 Evolução física e investimentos

As informações referentes à evolução física e investimentos dos sistemas de transmissão no período 2017-2026 (Tabelas 25 e 26) se referem às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT das linhas de transmissão (km) e à capacidade de transformação (MVA). Os Gráficos 48 e 49 apresentam os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2017-2026, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal.

Verifica-se que o valor total atinge cerca de R\$ 119 bilhões, sendo R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Caso sejam desconsideradas as instalações já licitadas, ou seja, considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 64

bilhões, sendo cerca de R\$ 42 bilhões em linhas de transmissão e aproximadamente R\$ 22 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Cumprir informar que esses montantes contemplam as obras referenciais relativas ao Bipolo Graça Aranha – Silvânia, previstas para a expansão da interligação Norte/Nordeste – Sudeste com vistas antecipar uma maior folga para expansões futuras de geração nas regiões N/NE, bem como proporcionar maior segurança eletroenergética ao sistema interligado. Tais obras perfazem um total aproximado de R\$ 7 bilhões, no ano de 2023.

Ressalta-se que esses montantes não contemplam os valores estimados para as obras referenciais relativos aos reforços associados ao escoamento da energia proveniente do Complexo do Tapajós, previstos para 2028, fora do horizonte deste Plano Decenal.

Tabela 25. 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								
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.748	10.320	55.820	134.956
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	61.884
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	32.276
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	29.608
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	196.839

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

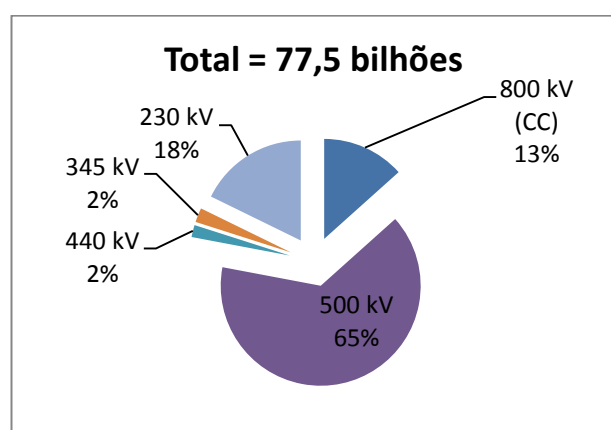
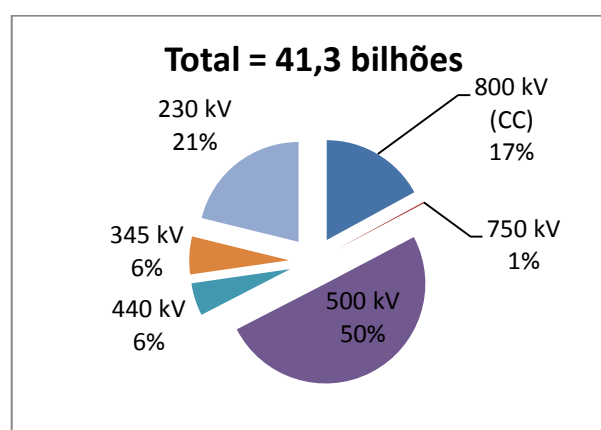
(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Tabela 26. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
MVA						
Existente em 2016	23.247	142.808	26.352	51.195	89.665	333.267
Evolução 2017-2026	1.650	109.650	12.924	25.339	49.615	199.178
Evolução 2017-2021	1.650	51.752	6.749	13.315	21.808	95.274
Evolução 2022-2026	0	57.898	6.176	12.024	27.807	103.905
Estimativa 2026	24.897	252.458	39.277	76.534	139.280	532.445

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Gráfico 48. Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão**Gráfico 49.** Investimento total em subestações, por nível de tensão

4.7 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Com o objetivo de caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada sobre os encargos de uso do sistema elétrico, foi efetuada uma estimativa da evolução dos valores da TUST no período decenal.

O procedimento de cálculo da TUST vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos e até junho de 2013, regulamentavam este procedimento, além da Resolução ANEEL nº 281/1999, as Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, que traziam regras específicas para o cálculo de TUST de geradores. A partir de 28 de junho de 2013, com a publicação da Resolução Normativa nº 559, as TUST passaram a ser calculadas considerando o procedimento nela estabelecido.

De forma geral, o cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, e a Receita Anual Permitida (RAP) total a ser arrecadada no ciclo.

A RAP considerada no primeiro ano analisado do PDE - ano 2018, que corresponde ao ciclo tarifário 2017-2018 (atualmente vigente), foi de R\$ 19,82 bilhões, conforme o disposto na Resolução Homologatória nº 2.259/2017 e seus anexos.

Sobre essa questão, chama-se a atenção para o significativo aumento (cerca de 50%) da RAP do ciclo tarifário 2017-2018 em relação à RAP regulada anteriormente para o ciclo tarifário 2016-2017. Essa diferença advém das disposições da Regulação Normativa nº 762/2017, que regulamentou a arrecadação, a partir da RAP, da parcela financeira referente aos ativos de transmissão existentes até maio de 2000 e com contratos prorrogados nos termos da Lei 12.783/2013 (RBSE).

A evolução da RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos calculados para as obras de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET) da EPE no período 2019-2026 (sem instalações de fronteira), considerando-se um fator fixo de 15% para a transformação dos investimentos em valores de RAP.

Ressalta-se que a adoção dos parâmetros econômico-financeiros descritos anteriormente resulta na elevação dos valores médios da TUST de geração e de carga nos últimos anos do horizonte decenal, como pode ser observado na Tabela 27.

O Anexo “Evolução da TUST” apresenta resultados mais detalhados, com a distribuição das TUST em cada um dos submercados.

Tabela 27. Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2020	Ano 2026	Ano 2020	Ano 2026
Sul	5.311	9.297	8.331	14.478
SE/CO	6.222	10.644	7.723	13.444
Nordeste	5.205	8.812	8.437	14.963
Norte	4.804	8.485	8.838	15.290

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > O caráter indicativo da expansão da geração impõe à transmissão o papel de proporcionar, além das condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, também a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas, a serem contratadas nos leilões de energia.*
- > A realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes do sistema interligado, visando evitar os descompassos entre geração e transmissão.*
- > A EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.*
- > É o caso da primeira usina do Complexo Hidrelétrico do Tapajós, UHE São Luiz do Tapajós, que embora esteja sendo considerada referencialmente somente a partir de 2028, imbuída de uma visão prospectiva e proativa do planejamento, a EPE finalizou os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental, e de detalhamento (Relatórios R1 e R2) relacionados ao sistema em corrente alternada responsável pelo escoamento das primeiras máquinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós (até 4.000 MW), fato esse que favorecerá o cumprimento do cronograma de implantação do referido complexo hidrelétrico, assim que o seu processo de licitação venha a ser retomado.*
- > O potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia, contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos e solares, dado a perspectiva de contratação desses tipos de fontes nos futuros certames. Contudo, é importante ressaltar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.*
- > Foram realizados até o momento cinco estudos prospectivos, quatro deles voltados ao escoamento do potencial eólico no Sul e Nordeste/Norte do país e um deles contemplando o escoamento do potencial eólico e fotovoltaico da região do Seridó Nordestino. Esses estudos recomendaram a implantação de diversos reforços nos níveis de tensão de 230kV, 500kV e 525kV que aumentarão a confiabilidade do sistema de transmissão e propiciarão a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as regiões avaliadas.*
- > As expansões arrematadas pela Abengoa estão paralisadas em função da entrada desta empresa em processo de recuperação judicial, fato esse que impactará significativamente o recebimento e exportação da região Nordeste. Como essas obras constituem grande parte das ampliações das interligações Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste, sua ausência impacta negativamente o escoamento da geração hidráulica da região Norte e eólica do Nordeste e também para os intercâmbios entre essas regiões.*
- > O significativo aumento da geração de energia na região Nordeste resulta na necessidade da expansão dos sistemas de interligação regionais, especialmente a interligação Nordeste – Sudeste, de forma que se possa escoar sem restrições elétricas a energia produzida nas novas usinas até os principais centros de carga do SIN, uma vez que haverá um excedente de oferta de energia elétrica na região. As análises realizadas apontaram a necessidade do aumento da exportação de energia elétrica em cerca de 6.000 MW da região Nordeste para a região Sudeste.*
- > Considera-se necessário avançar nos estudos do bipolo Graça Aranha – Silvânia, previsto referencialmente neste Plano no ano de 2023, por conta de diversos atributos como: flexibilidade para a decisão estratégica de expansão da geração hoje indicativa, possibilidade ao operador do sistema de flexibilizar a gestão adequada da*

reserva operativa do sistema do ponto de vista energético e elétrico, possibilidade também de gerar maior segurança elétrica, possibilidade de alocação dos excedentes exportáveis de energia das regiões Norte e Nordeste no Sudeste/Centro Oeste, reduzindo a necessidade do despacho térmico significativamente oneroso neste subsistema.

> Espera-se que os investimentos totais atinjam cerca de R\$ 119 bilhões, sendo R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 41 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

> Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 64 bilhões, sendo cerca de R\$ 42 bilhões em linhas de transmissão e aproximadamente R\$ 22 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

5.1 Previsão de Produção de Petróleo

A previsão de produção de petróleo (Gráfico 50) 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 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, cinco módulos de produção para Búzios, sendo a última entrada prevista para 2020. A Cessão Onerosa, e respectivo excedente, é responsável por cerca de 40% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2026. Assim, a produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,3 milhões de bbl/dia.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, em especial do prospecto Libra, sob regime de contrato de Partilha de produção, com previsão de início de produção em 2021 e para a qual se estima 84% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções de planos anteriores da EPE, verifica-se expressiva redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional, compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Mais uma vez, atribui-se esse fato às declarações de comercialidade de acumulações de petróleo no pré-sal e também

ao aumento da expectativa dos volumes recuperáveis finais dos campos sob contrato de Cessão Onerosa, bem como aos atrasos previstos na entrada em produção de descobertas em avaliação.

A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2026. A contribuição da produção dos recursos na área da União,¹⁸ dependente da realização de novas contratações (consideradas para este PDE), por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 0,5% da produção total em 2026. Em relação ao total geral da produção, considerando-se todos os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2026 seja cerca de 100% maior do que a registrada em 2016.

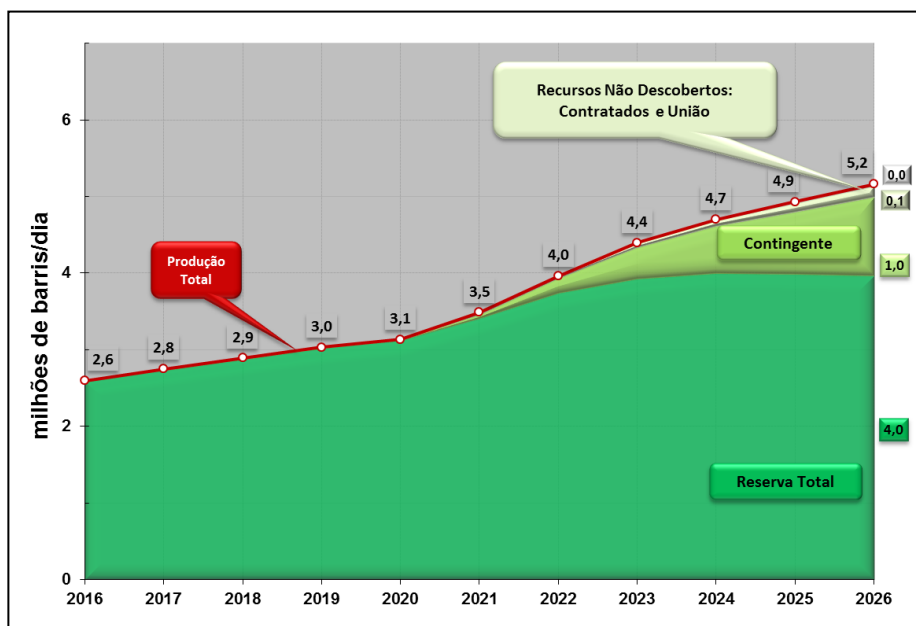
As maiores contribuições para a produção total no período decenal permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano que responderá por 84% do total da produção em 2026. Mais detalhes sobre a qualidade do

¹⁸ 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, na área do pré-sal da Bacia de Santos.

petróleo produzido são disponibilizados no
Capítulo de Oferta de Derivados.

Gráfico 50. Previsão de produção diária de petróleo nacional



5.2 Previsão de Produção de Gás Natural

A parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção próximo de 127 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 (Gráfico 51). As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, na Bacia de Santos, pelas descobertas em águas profundas 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 essas acumulações contribuem com 90% do total dos recursos contingentes no ano de 2026.

A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em

áreas contratadas (RND-E) e em 2023 na área da União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 10% da produção nacional em 2026.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 90% do total previsto para 2026, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias do Amazonas, Parnaíba, Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 52), 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) de gás natural.

Neste PDE, não foram consideradas previsões de produção para os recursos não convencionais de gás natural. Projeções anteriores contemplavam produções principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação que

alcançaram a estimativa de 3 milhões de m³/dia nos primeiros anos, coincidentes com o término do decênio. Contudo, tais estimativas foram desconsideradas devido à suspensão das atividades exploratórias por restrições ambientais e regulatórias.

Gráfico 51. Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional

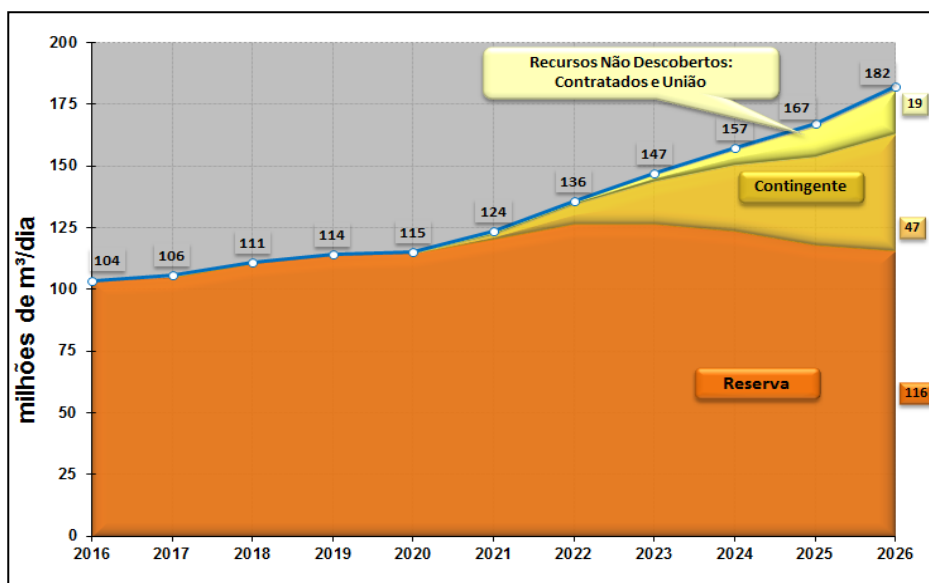
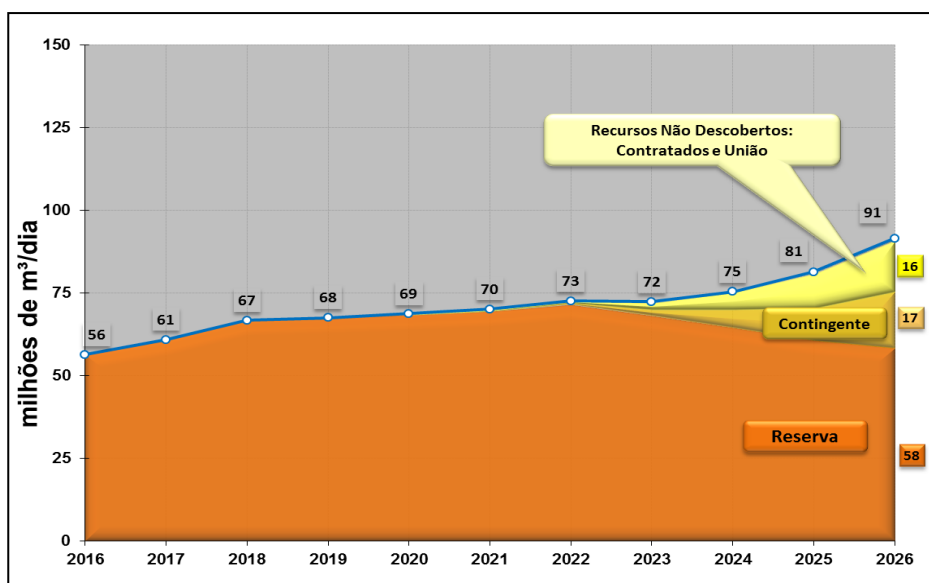


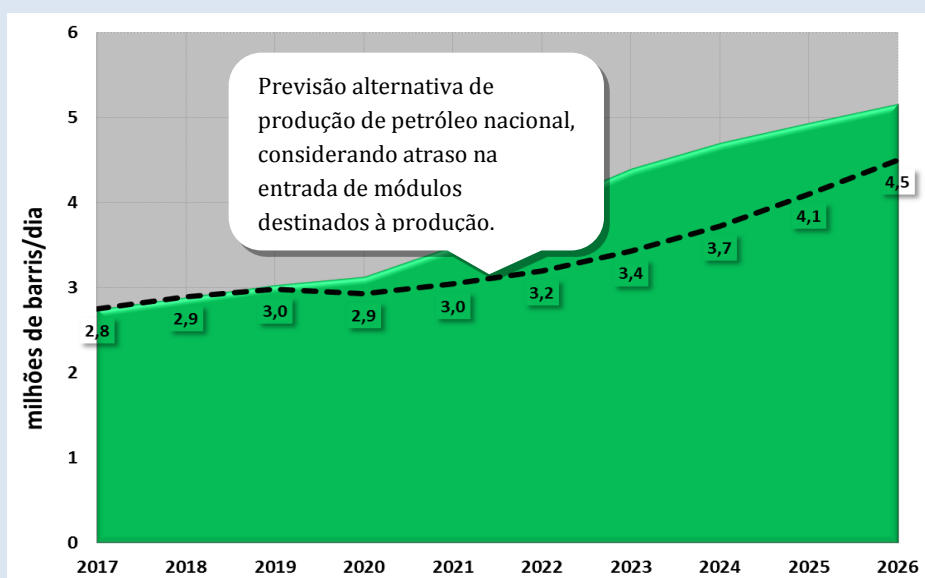
Gráfico 52. Previsão de produção líquida de gás natural nacional



BOX 5.1 – E SE HOUVER ATRASO NA ENTRADA DOS MÓDULOS DESTINADOS À PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL? QUAL O IMPACTO NA PRODUÇÃO PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL?

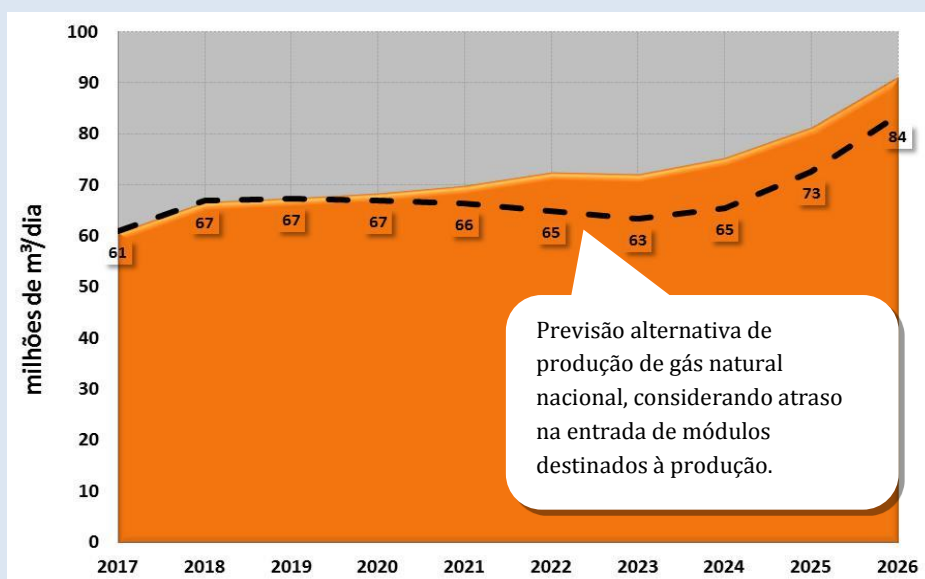
Problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como dificuldades de cumprimento das exigências sobre Conteúdo Local e soluções tecnológicas para os projetos de Libra com elevado índice de CO₂ apontam que poderá haver atrasos, estimados entre 1 e 3 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, Cessão Onerosa e Partilha da produção. Também foi considerado um possível atraso na contratação do excedente da Cessão Onerosa que, somado aos problemas citados acima, resultaria em uma produção abaixo da prevista como referência neste PDE, conforme o Gráfico abaixo.

Gráfico 53. Previsão alternativa de produção de petróleo nacional



O gás natural do pré-sal é geralmente associado ao petróleo. Caso ocorra atraso nas entradas em produção dos módulos de Libra e dos campos que compõem a Cessão Onerosa, também ocorrerá para o gás, conforme representado no Gráfico abaixo.

Gráfico 54. Previsão alternativa de produção de gás natural nacional



5.3 Contribuição do pré-sal

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural. Esta participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório como uma das medidas de redução de custos operacionais, somada a baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes no decênio em questão.

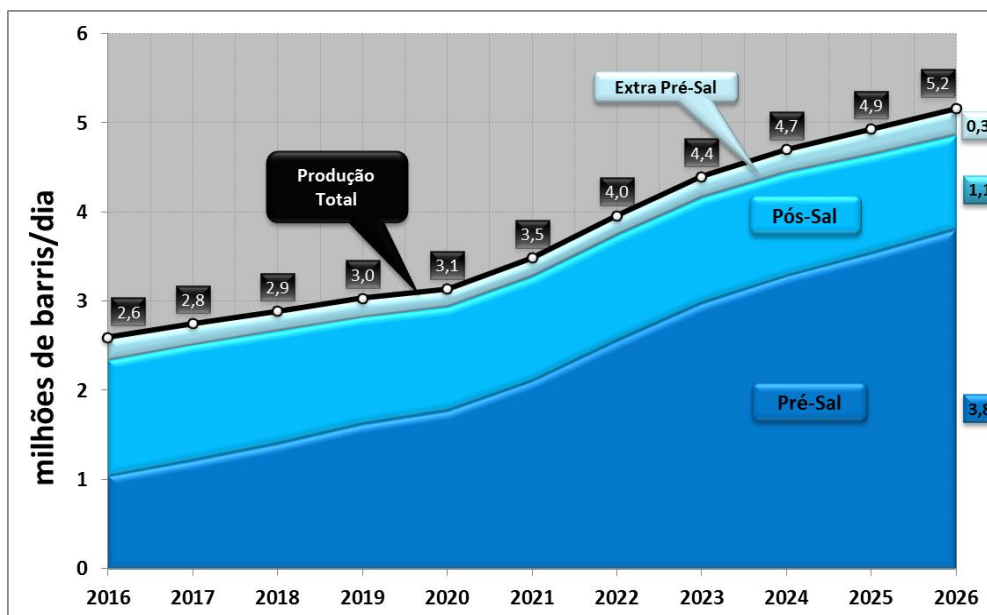
Nos próximos cinco anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021, dezesseis são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Este cenário já era presente em estudos anteriores da EPE e se mantém neste PDE. Assim, mais de 73% da produção prevista de petróleo para 2026 é decorrente do pré-sal, sobretudo dos contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da produção (Libra). Neste PDE, a produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal e pós-sal quando se refere às unidades produtivas localizadas no polígono do marco regulatório, abaixo e acima da camada de sal

respectivamente, e em extra pré-sal para as demais unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos como Lula, Sapinhoá e Búzios, entre outros, além da descoberta de Libra.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021 (Gráfico 55), quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra.

Deste modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%.

Gráfico 55. Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

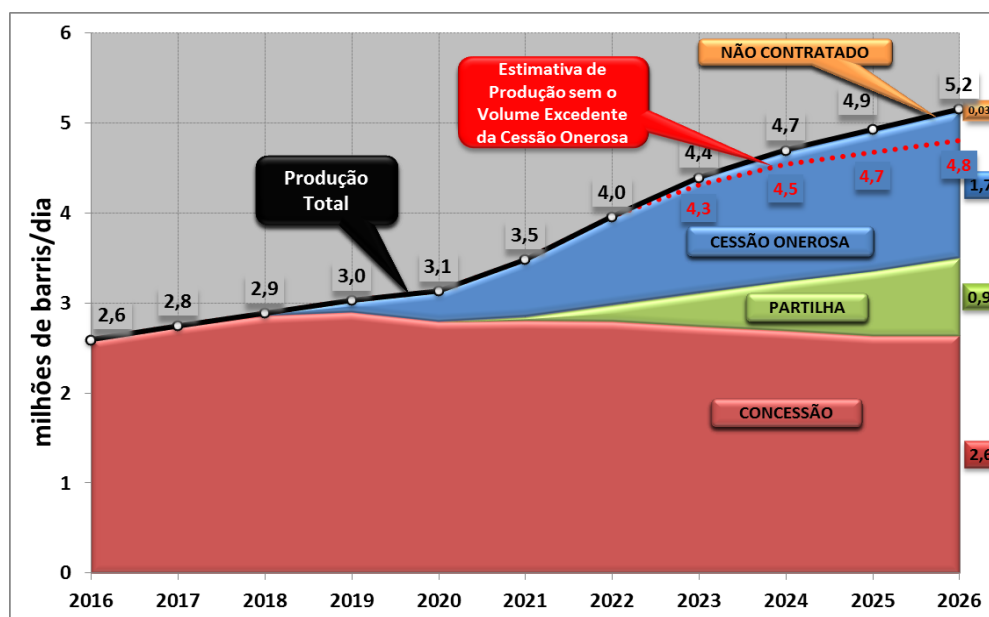


Os campos da Cessão Onerosa com previsão de início de produção sinalizado pela Petrobras até 2021 são Atapu, Búzios, Itapu e Sépia. Búzios, porém, se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora até 2022 e mais uma previsão de 4 módulos até 2026, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2026, independente das demais unidades da Cessão Onerosa. Outro destaque é a descoberta de Libra, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas duas unidades sozinhas respondem por 34% da produção prevista de petróleo no fim do período.

Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a

Cessão Onerosa às respectivas reservas (embora ainda não seja conhecido qual o tipo de contrato que será adotado na licitação destas áreas e nem quando será contratado, bem como se serão incorporados aos projetos atuais ou se serão independentes), toda a Cessão Onerosa, incluindo o excedente, responderá por cerca de 32% do total da produção de petróleo em 2026. A produção estimada para a Cessão Onerosa sem considerar os volumes excedentes, devido ao risco de realizações diferentes, é apresentada pela linha vermelha no Gráfico 56. Já o contrato de Partilha da produção participa com 17% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 51% da produção nacional no fim do decênio.

Gráfico 56. Previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato



Do mesmo modo, acompanhando o petróleo, estima-se que a produção de gás natural do pré-sal terá um aumento contínuo, fortemente influenciado pela entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra, que terá percentual de injeção do seu gás produzido chegando próximo de 100% nos primeiros anos de produção.

A produção líquida de gás natural apresenta um crescimento suave em quase todo o decênio (Gráfico 57). A partir de 2024 apresenta uma subida mais rápida, influenciada principalmente pela contribuição do extra pré-sal, onde se destacam as

contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

Nas previsões da produção líquida de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2026, incluindo o excedente, responde por cerca de 23% do total. Assim como feito para o petróleo, apresenta-se uma estimativa de produção para a Cessão Onerosa sem considerar os volumes excedentes (linha vermelha no Gráfico 58). A Partilha de produção participa com cerca de 7% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com cerca de 53% da produção líquida de gás natural nacional no fim do decênio (Gráfico 58).

Gráfico 57. Previsão de produção líquida de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

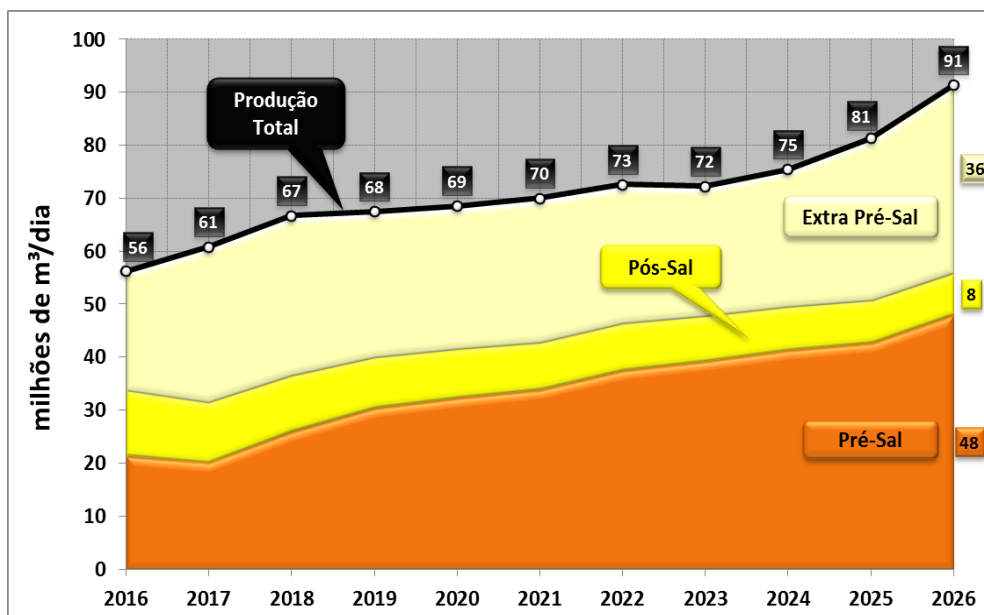
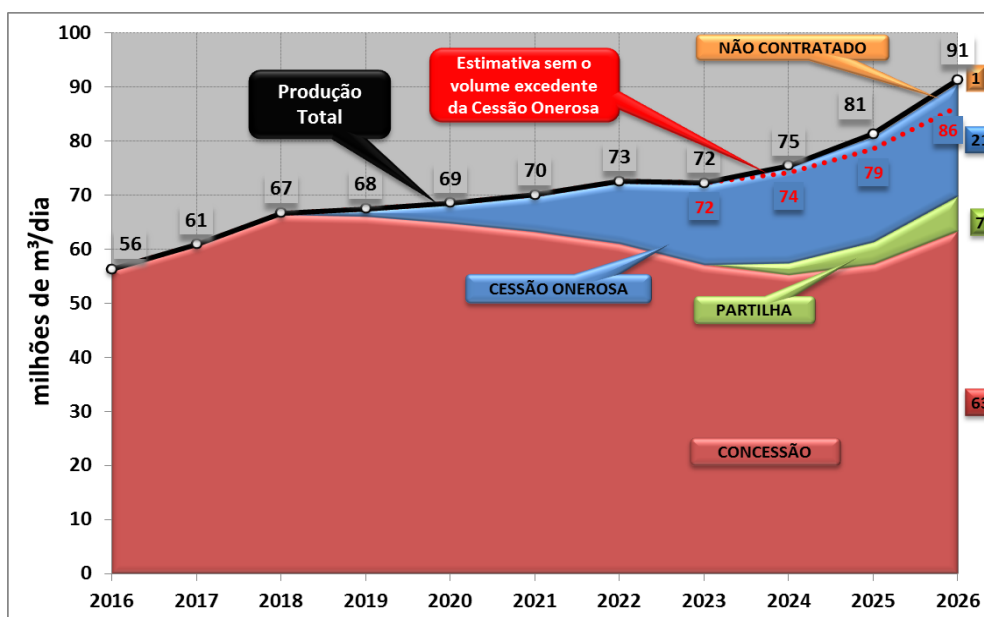


Gráfico 58. Previsão de produção líquida de gás natural por tipo de contrato



5.4 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 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 25 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2017 e 2023, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes, principalmente Libra, e para os recursos não descobertos.

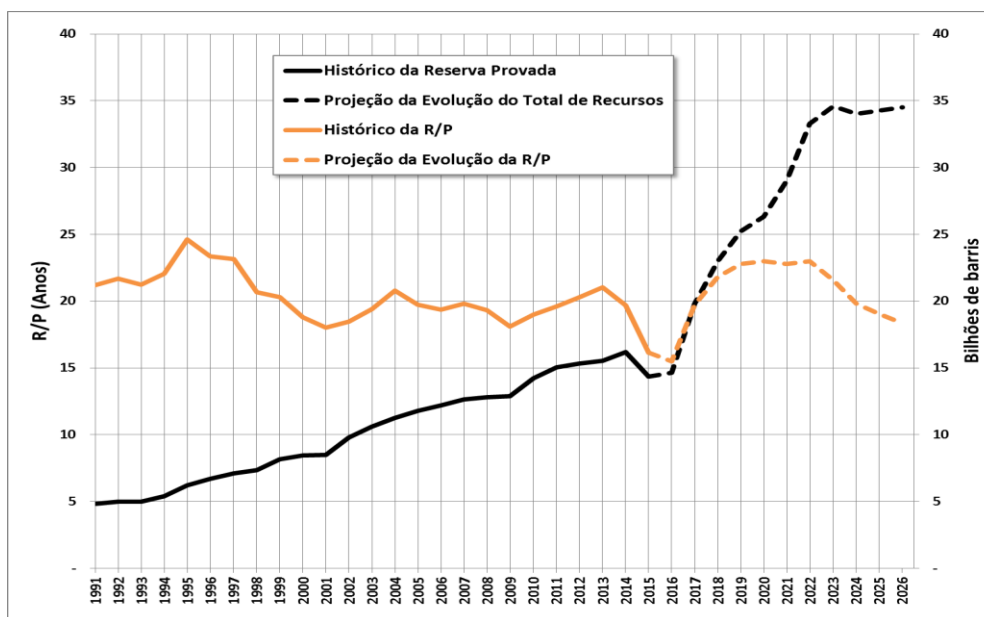
As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 35 bilhões de barris em 2023, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No Gráfico 59, temos o histórico da reserva até 2015, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2026. Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, foram considerados nas projeções da reserva provada também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento abrupto, 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 entre 2016 e 2024. No Gráfico 60, temos o histórico da reserva até 2015, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2026. Os dados indicam para as reservas provadas atuais, uma tendência declinante que acompanha, aproximadamente, o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, foram considerados nas projeções da reserva também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas provadas atuais, justificam o aumento abrupto, na transição entre o histórico e a projeção da evolução da reserva.

A relação R/P prevista para os próximos anos, no horizonte deste PDE, poderá atingir níveis relativamente altos para o petróleo (entre 17 e 23 anos) e para o gás natural (entre 16 e 29 anos), tanto em comparações internacionais quanto em comparação com o histórico nacional. Observa-se graficamente o histórico da relação R/P até 2015 e a partir daí, sua projeção ao longo do decênio.

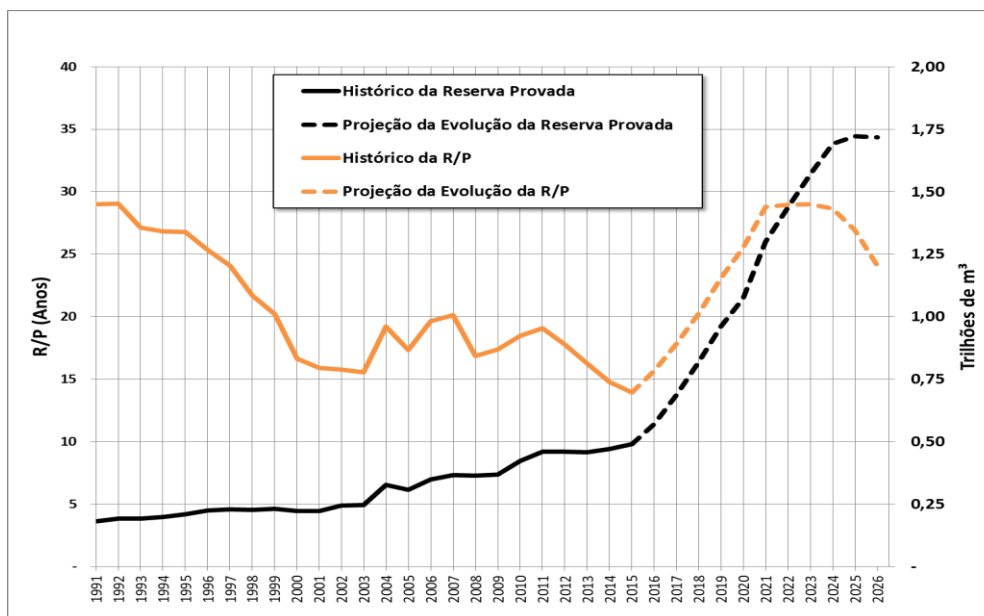
De acordo com a BP (2016), a R/P para petróleo em 2015 era de 14 anos na Ásia-Pacífico, 12 anos nos Estados Unidos, 24 anos na Europa-Eurásia e 42 anos na África. Já a R/P para o gás natural era de 28 anos na Ásia-Pacífico, 13 anos nos Estados Unidos, 57 anos na Europa-Eurásia e 66 anos na África.

Gráfico 59. Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 60. Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Baseando-se principalmente na curva de produção de petróleo e gás natural de referência deste PDE, e em histórico recente de custos, estima-se que, de 2017 até o ano de 2026, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 280 bilhões e US\$ 300 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, incluindo a significativa parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2017-2021 para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal.

Diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, 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 28 apresenta novamente a previsão de produção de petróleo, desta vez junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo (baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE) e os excedentes de produção. Notar que a demanda corresponde a uma

estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender a demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no país.

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEP (Gráfico 61).

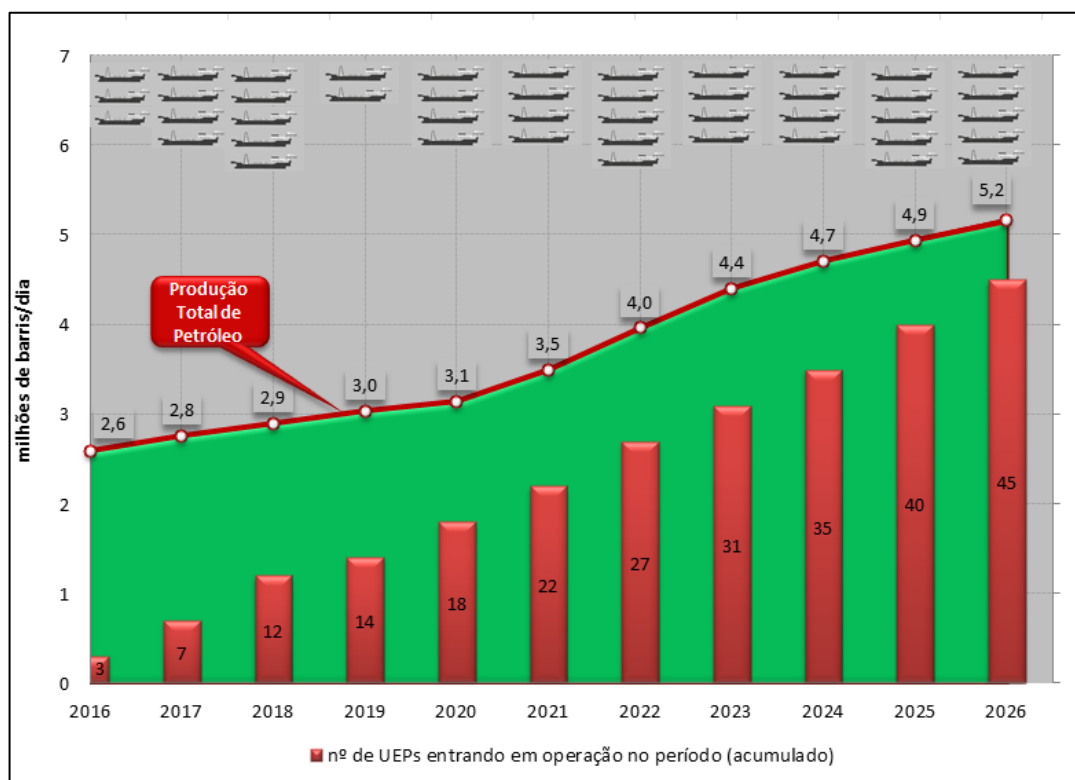
Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma tipo FPSO previstos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e nos Planos de Negócios (inclusive o Plano de Negócios 2017-2021 da Petrobras) 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.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos de UEP tipo FPSO, da conversão de navios existentes e da fabricação de cascos em série, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de UEP.

Tabela 28. Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PETRÓLEO	milhões de barris diários										
Produção	2,59	2,75	2,89	3,03	3,14	3,49	3,96	4,40	4,70	4,93	5,16
Demanda Estimada	2,26	2,26	2,25	2,24	2,26	2,28	2,32	2,36	2,42	2,48	2,53
Excedente	0,33	0,49	0,64	0,79	0,88	1,21	1,64	2,04	2,28	2,45	2,63

Gráfico 61. Previsão de entrada em operação de novas UEP



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,2 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2026, o dobro do valor registrado em 2016.
- > A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. A Cessão Onerosa é responsável por cerca de 40% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2026. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,3 milhões de bbl/dia.
- > A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, em especial do prospecto Libra, sob regime de contrato de Partilha de produção, para a qual se estima uma produção de 84% do total dos recursos contingentes no fim do período
- > As maiores contribuições para a produção total permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 80% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.
- > Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano que responderá por 84% do total da produção em 2026.
- > A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção próximo de 127 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, Solimões e Parnaíba.
- > A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, na Bacia de Santos, pelas descobertas em águas profundas 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 90% do total dos recursos contingentes no ano de 2026.
- > A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e em 2023 na área da União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 10% da produção nacional em 2026.
- > A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 90% do total previsto para 2026, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias do Amazonas, Parnaíba, Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.
- > Os recursos não convencionais de gás natural têm previsão de produção de 3 milhões de m³/dia, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação.
- > Problemas associados à crise econômica no setor de petróleo e gás natural, bem como o cumprimento da legislação sobre Conteúdo Local apontam que poderá haver atrasos, estimados por 2 anos, na entrada dos módulos destinados às produções do pré-sal, cessão onerosa e partilha da produção. O que resultaria em uma produção 500 mil bbl/dia menor.

- > Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 40% da produção brasileira total de petróleo e 47% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021, quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 74%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 20%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%.*
- > Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2026. Outro destaque é a descoberta de Libra, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas duas unidades sozinhas respondem por 34% da produção prevista de petróleo no fim do período.*
- > Considerando-se 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 32% do total da produção de petróleo em 2026. Já o contrato de Partilha da produção participa com 17% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 51% da produção nacional no fim do decênio.*
- > Nas previsões da produção líquida de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2026, incluindo Búzios, responde por cerca de 23% do total. A Partilha de produção participa com cerca de 7% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com cerca de 53% da produção líquida de gás natural nacional no fim do decênio.*
- > Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 280 bilhões e US\$ 300 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, que pode ser refeita em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.*
- > Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP é de 45 unidades entre 2016 a 2026.*

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

No capítulo de Oferta de Derivados de Petróleo analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação de derivados, as possibilidades de exportação de petróleo, e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística.

O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2026, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período. Cumpre ressaltar que o PDE 2024 continha projeções de investimentos em *downstream* mais significativos que o atual. Os principais impactos de eventual realização de investimentos incrementais em refinarias existentes também são avaliados.

Destaca-se, ainda, que o mercado nacional de derivados médios (QAV e óleo diesel A), assim como sinalizado no PDE 2024, permanecerá deficitário durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel A, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado. As importações de gás liquefeito de

petróleo (GLP) decrescerão ao longo do decênio, principalmente pelo crescimento da produção das UPGNs, porém em valores inferiores aos previstos no PDE 2024. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza períodos em que o Brasil atuará no limiar da autossuficiência ou como importador deste derivado. No PDE 2026, as incertezas relativas à demanda do Ciclo Otto foram analisadas em trajetórias do tipo *what-if*, associadas a um menor e um maior volume de consumo de gasolina A. A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, poderá atender suficientemente a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. Destacam-se, neste estudo, mudanças significativas quanto às especificações (teor de enxofre) de alguns derivados (óleo diesel A, *bunker*), comparativamente ao PDE 2024. O quadro de maior movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura e logística do País para garantir do abastecimento em todo o território nacional.

Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-sal.

6.1 Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados

Devido às características intrínsecas da indústria de petróleo, como os elevados riscos da atividade exploratória, os altos retornos e as significativas economias de escala, a indústria é inerentemente cíclica e volátil.

No curto prazo, a expansão da produção de petróleo não convencional nos Estados Unidos, a entrada de grandes projetos no *upstream*, decorrentes de investimentos feitos no mundo no último decênio, além da dificuldade de coordenação interna e externa da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), devem limitar o impacto nos preços provenientes dos cortes acordados por esta organização. Assim, os níveis recordes de estoques tendem a perdurar, o que, por sua vez, limita o aumento dos preços.

No médio e longo prazo, o baixo investimento exploratório ocorrido entre 2014-16 começa a afetar a produção mundial. A combinação desse fato com a crescente demanda por petróleo, proveniente especialmente do Sudeste Asiático, provoca uma pressão de alta sobre os preços a patamares que incentivam o aumento da produção em regiões de fronteira exploratória (areias betuminosas, ártico e pré-sal africano). Assim, os preços começam a subir¹⁹ até se estabilizarem ao redor dos preços de *breakeven*²⁰ desses projetos mais dispendiosos. Cabe destacar que os custos da indústria tendem a se elevar com a retomada da exploração²¹, contribuindo ainda mais para uma trajetória de alta dos preços do petróleo nos próximos anos (Tabela 29).

Tabela 29. Projeções do preço de petróleo do tipo Brent

Petróleo Brent US\$ (jun2016)/b	
2016	44
2017	49
2018	53
2019	59
2020	66
2021	71
2022	74
2023	76
2024	78
2025	79
2026	80

Os preços dos demais tipos de petróleo presentes neste estudo são projetados a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, e são apresentados no Gráfico 62.

A evolução dos preços dos derivados de petróleo também é projetada a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, com alguns ajustes para cada derivado ao longo do decênio.

Políticas públicas e avanços tecnológicos, em especial no desenvolvimento de fontes substitutas e/ou promoção de eficiência energética, devem afetar o crescimento da demanda de gasolina, reduzindo lentamente seu *spread*²² em relação ao petróleo Brent.

O atendimento às questões ambientais também deve causar um aumento do *spread* entre os combustíveis com baixo teor de enxofre (BTE), que tendem a se valorizar, e os combustíveis com alto teor de enxofre (ATE). Isso vale especialmente para o óleo combustível e para o óleo diesel. Ademais, a demanda crescente por óleo diesel S10, por conta de

¹⁹ O patamar atual de preços do petróleo não é suficiente para induzir uma produção sustentável que atenda à crescente demanda mundial.

²⁰ Preços de *breakeven* são os valores necessários para viabilizar determinada produção comercial, sendo muito influenciados pelos custos dos processos produtivos de cada campo petrolífero.

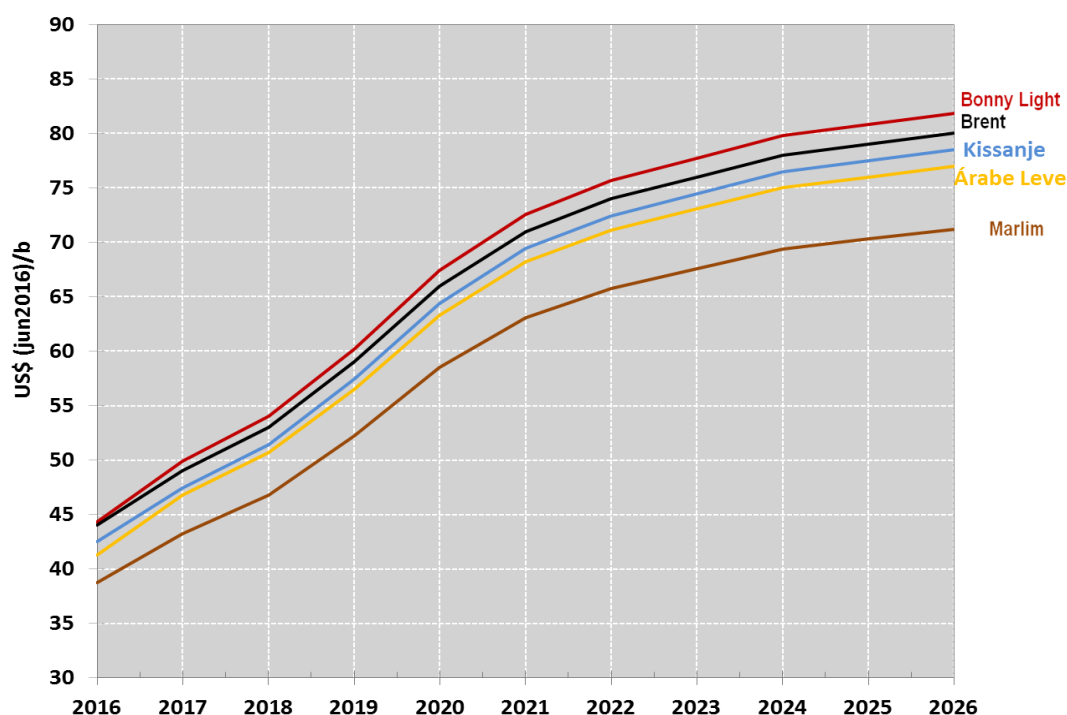
²¹ O patamar de preços do petróleo verificado no início de 2017 já começa a provocar uma retomada da atividade exploratória em regiões como Rússia e Golfo Pérsico. O interesse em campos *offshore* também está voltando, com novos projetos anunciados no pré-sal brasileiro, Golfo do México e Mar do Norte.

²² O *spread* médio entre a gasolina USGC e o petróleo Brent se elevou consideravelmente de 105% entre 2011-14 para 125% em 2015 e para 130% em 2016. Isso ocorreu devido a uma conjuntura na qual a demanda de gasolina cresceu, sobretudo a partir de vendas recordes de veículos nos EUA e China, em especial de utilitários esportivos.

maior utilização de transporte público e de cargas em países em desenvolvimento, deve promover o

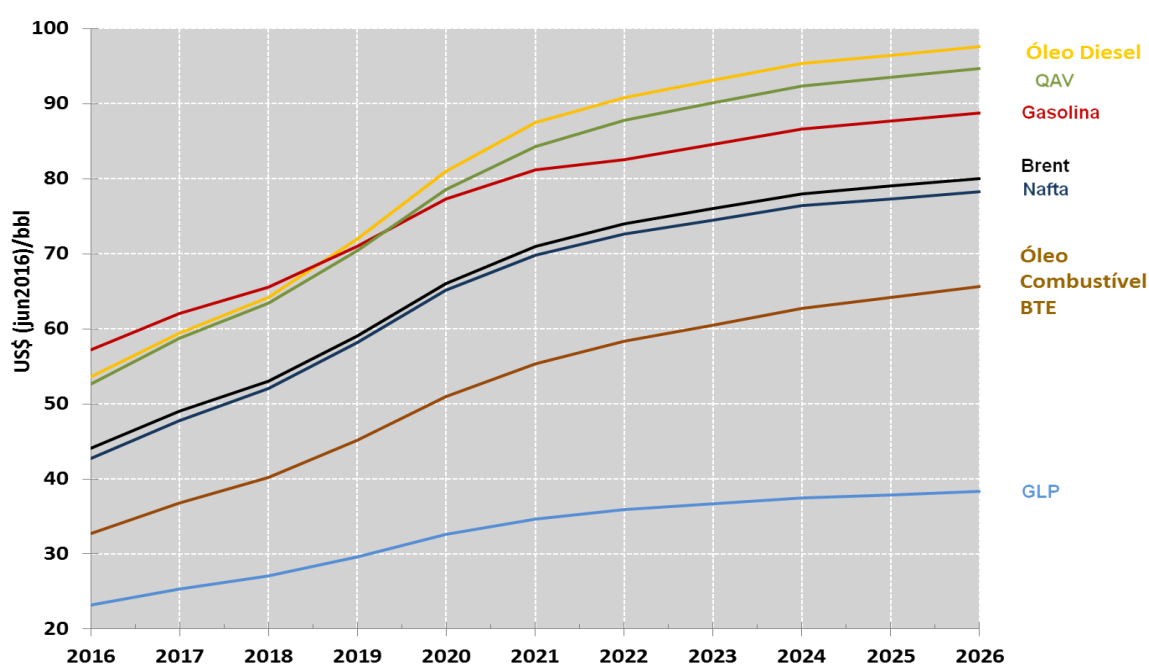
aumento do seu preço, de forma que ele volte a ser o derivado de maior valor agregado (Gráfico 63).

Gráfico 62. Projeções para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo



Nota: Assumiu-se o petróleo angolano Kissanje (28º API) como uma *proxy* para o petróleo do pré-sal.

Gráfico 63. Projeções para o petróleo do tipo Brent e principais derivados



6.2 Oferta de Derivados de Petróleo

Nos últimos anos, o parque nacional de refino passou por um período de expansão, com destaque para a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em dezembro de 2014, além de ampliações pontuais na capacidade de processamento de refinarias existentes. Isso permitiu o aumento da capacidade de refino instalada no País de 2 milhões b/d, no ano de 2005, para 2,3 milhões b/d em 2016 (ANP, 2017). Da mesma forma, foram realizados grandes esforços, principalmente investimentos em unidades de conversão e hidrotratamento para a adequação do parque de refino existente, com o objetivo de aumentar a produção de derivados de maior valor agregado, em especial o óleo diesel, e para atender as exigências de qualidade de combustíveis cada vez mais restritivas.

Nesse contexto, esta seção tem como objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo para os próximos dez anos, observando o nível de dependência externa no atendimento da demanda e buscando a segurança do abastecimento nacional.

Para os estudos de evolução da oferta de derivados de petróleo, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe). Esse modelo, desenvolvido pela EPE, permite realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes contextos, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo.

ATENDIMENTO À DEMANDA DE COMBUSTÍVEIS E INVESTIMENTOS

As premissas adotadas neste estudo incluem a previsão de produção de petróleo apresentada no Capítulo V e a projeção da demanda nacional de derivados apresentada no Capítulo II. Em particular, utiliza-se a demanda obtida a partir da trajetória superior da curva de licenciamento de veículos leves, com reflexos no consumo de gasolina A. Além disso, exclui-se o consumo próprio das refinarias e inclui-se a demanda de QAV e *bunker*, respectivamente

para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no País.²³

As demais premissas consideradas neste estudo podem ser divididas em dois grandes grupos. O primeiro deles diz respeito à evolução da qualidade dos combustíveis para o próximo decênio, enquanto o segundo trata dos novos investimentos previstos para o parque de refino nacional.

Do ponto de vista de qualidade dos combustíveis, a gasolina e o óleo diesel passaram a ter, nos últimos anos, especificações mais rígidas de teor de enxofre, visando ao atendimento dos limites de emissões veiculares indicados no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve).

No caso da gasolina, o teor de enxofre é especificado para a gasolina C, sendo que, atualmente, o limite máximo é de 50 ppm (ANP, 2015). Admitiu-se que este valor será mantido durante todo o horizonte do PDE 2026. Ademais, a gasolina C é formada por gasolina A e etanol anidro, e, atualmente, o percentual de etanol anidro na mistura é de 27% para a gasolina comum e 25% para a gasolina *premium* (Mapa, 2015). Considerou-se que esses percentuais serão mantidos em todo período decenal.

O óleo diesel é comercializado em função da sua qualidade, especialmente, do seu teor de enxofre. O óleo diesel B para uso rodoviário é consumido no território brasileiro com teores de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500) (ANP, 2013). Admitiu-se que estas regras atuais permanecerão válidas ao longo do horizonte analisado. Nota-se que, em função disso, a demanda por óleo diesel S500 diminuirá gradativamente com o sucateamento dos veículos pesados produzidos até 2011.²⁴

²³ O atendimento da demanda de QAV para aeronaves estrangeiras é obrigatório, enquanto que o *bunker* para navios estrangeiros é opcional, sendo limitado aos eventuais excedentes de produção nacional de óleo combustível.

²⁴ Desde 2012, os caminhões e ônibus novos produzidos e licenciados no Brasil precisam atender às especificações da fase P7 do

No caso do óleo diesel *off-road*,²⁵ cujo limite atual de enxofre é de 1.800 ppm, devido a sua demanda em volumes pouco expressivos e em contínua redução ao longo dos últimos anos, considerou-se sua substituição no País por óleo diesel S500 até o final do decênio. Nessa perspectiva, em 2026, coexistirão apenas os tipos de óleo diesel S10 e S500.

Ressalta-se que, no caso do óleo diesel rodoviário e *off-road*, o teor de enxofre é especificado para o óleo diesel B comercializado, formado por óleo diesel A e biodiesel.

Assim, adotou-se como premissa um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de 7% até 15% no período de 2017 a 2026, conforme apresentado no Capítulo II e, em seguida, discutido no Capítulo VIII.

O óleo combustível marítimo, internacionalmente conhecido como *bunker*, é um combustível utilizado por embarcações de grande porte, principalmente para transporte de longo curso (Petrobras, 2013). Adotou-se como premissa deste estudo a tendência aprovada pela Organização Marítima Internacional (IMO) de redução do limite do teor de enxofre no *bunker* de 3,5% para 0,5% (5.000 ppm) a partir de 2020 (IMO, 2016).

Em relação aos novos investimentos previstos no Brasil no setor de abastecimento, as premissas adotadas estão de acordo com as informações que constam no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 e na divulgação dos resultados da Petrobras (Petrobras, 2016a; 2016b; 2016c). Estimam-se investimentos da ordem de 7 bilhões de dólares no período decenal.

Para o horizonte de estudo, o parque de refino nacional contempla a entrada em operação da Unidade de Abatimento de Emissões (SNO_x) na Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em 2018, o que

permitirá a ampliação da carga do 1º trem da refinaria dos atuais 100 mil b/d para 130 mil b/d (Petrobras, 2016d; CPRH, 2016).

Além disso, a Petrobras indicou a postergação do início de operação do 2º trem da RNEST, em Ipojuca (PE), para 2023 (Petrobras, 2016b; 2016c). Este terá capacidade de processamento de 130 mil b/d e seu perfil de refino está voltado para a produção de destilados médios, especialmente óleo diesel S10, sem previsão de produzir gasolina.

Cabe destacar que a refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí (RJ), não foi considerada no horizonte deste estudo em função da reavaliação estratégica deste projeto e da atual restrição de recursos financeiros da Petrobras (Petrobras, 2016c; 2016e). No entanto, admitiu-se a entrada em operação da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj em 2021, o que implicará em aumento da oferta nacional de GLP.

Com isso, a capacidade nominal de refino no País atingirá 400 mil m³/d (2,5 milhões b/d) em 2026, um aumento modesto em comparação com a capacidade atual de 370 mil m³/d (2,3 milhões b/d).

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

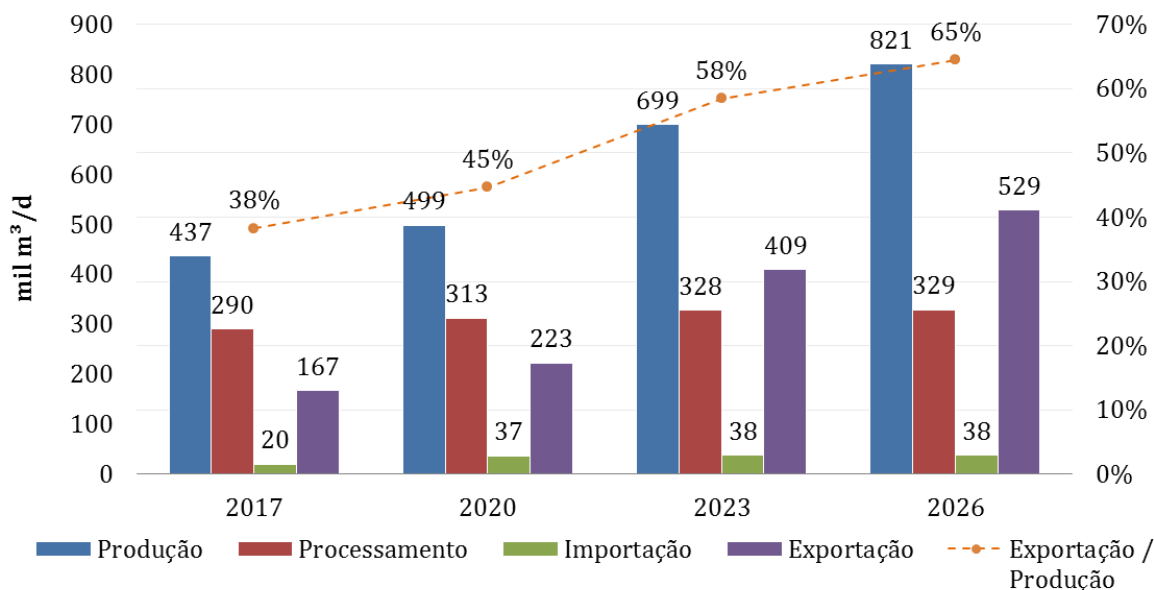
A previsão de uma produção crescente de petróleo para a próxima década, apresentada no Capítulo V, associada com a manutenção dos níveis de processamento nas refinarias nacionais,²⁶ conduzem o Brasil à condição de exportador líquido de petróleo (Gráfico 64).

Proconve, elaborada nos moldes da norma europeia EURO V. Os sistemas de tratamento dos gases e as novas tecnologias dessa fase exigem o uso do diesel S10.

²⁵ Óleo diesel não rodoviário, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto e em geração elétrica, definido segundo Resolução ANP nº 65, de 2011.

²⁶ A Petrobras, em seu Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, apontou como estratégia para o segmento de refino, transporte, armazenamento e comercialização de derivados a não garantia integral do abastecimento do mercado brasileiro, com a perspectiva de ingresso de mais agentes, em particular, através do desenvolvimento de parcerias no *downstream*. A entrada de novos agentes deve se contrapor a baixa conjuntural do fator de utilização do parque de refino nacional, com retomada compatível tanto aos seus valores históricos, quanto aos parâmetros de refinarias internacionais (BP, 2016).

Gráfico 64. Balanço Nacional de Petróleo



Em 2026, o Brasil exportará 529 mil m³/d (3,3 milhões b/d) de petróleo, isto é, 65% do total produzido no País. Esse volume expressivo elevará o Brasil para a condição de um dos principais *players* de exportação de petróleo no mundo. Nesse contexto, vislumbra-se a possibilidade de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, por meio de parcerias e contratos de longo prazo.

Considerando que o parque de refino brasileiro foi adaptado para o processamento de petróleos mais pesados²⁷, o excedente da produção destinado para a exportação será majoritariamente de crus do tipo mediano e de baixo teor de enxofre, previstos na região do pré-sal e que constituirão a maior parcela da produção de petróleo nacional.

Pelo lado da importação, devido à produção de óleos básicos lubrificantes na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), em Duque de Caxias (RJ), considerou-se a importação contínua de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte de estudo. Existe

também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode exigir a importação de petróleos leves, visando ao aumento da produção de derivados leves e médios.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Em função do aumento pouco expressivo na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro até 2026, a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá apenas pequenas variações neste período (Gráfico 65).

Destaca-se que a entrada em operação do 2º trem da RNEST em 2023 promove a ampliação da produção de alguns derivados, em especial, o óleo diesel.

No que tange ao gás liquefeito de petróleo (GLP), o aumento de sua produção decorre da parcela oriunda das UPGNs, principalmente com a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021.

A produção nacional de gasolina apresenta uma pequena redução entre 2016 e 2026. Este perfil se deve à variação dos preços relativos entre os derivados, anteriormente apresentados, e do comportamento de sua demanda.

²⁷ As principais descobertas no País nas décadas de 1980 e 1990, na Bacia de Campos, foram de petróleos pesados, como o Marlim.

O Gráfico 66 apresenta o balanço entre a produção e a demanda da gasolina, sinalizando períodos em que o País atuará no limiar da autossuficiência ou como importador deste derivado.

No entanto, ressalta-se que, dentro do horizonte de estudo, o máximo de importação de gasolina será de 14,9 mil m³/d (94 mil b/d) em 2017, volume semelhante ao máximo histórico de 10,4 mil m³/d (65 mil b/d) ocorrido em 2012.

Gráfico 65. Produção Nacional dos Principais Derivados

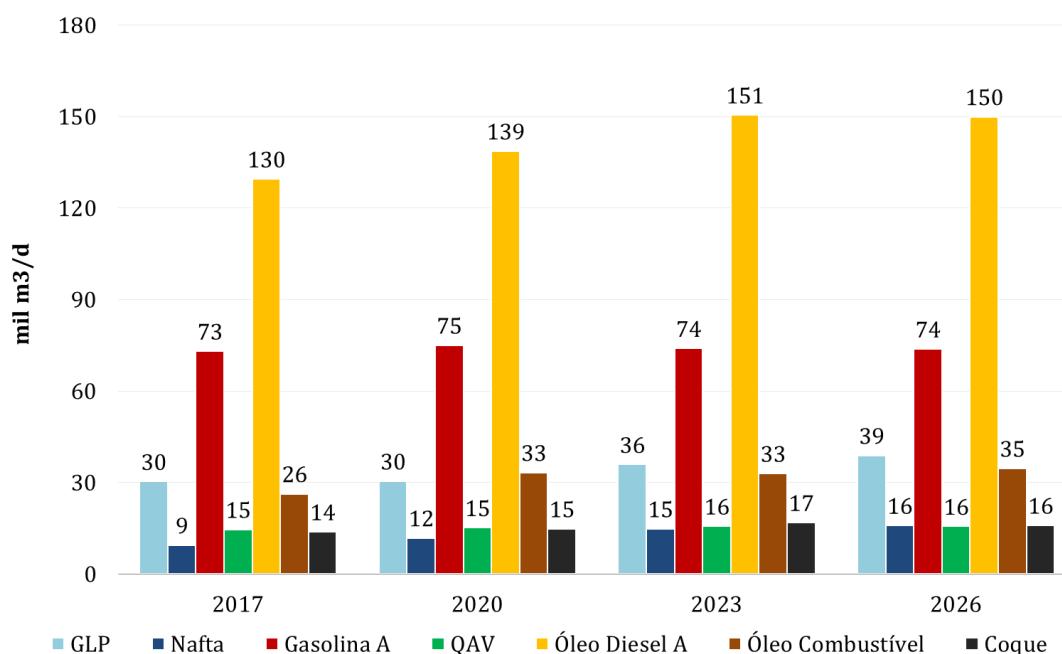
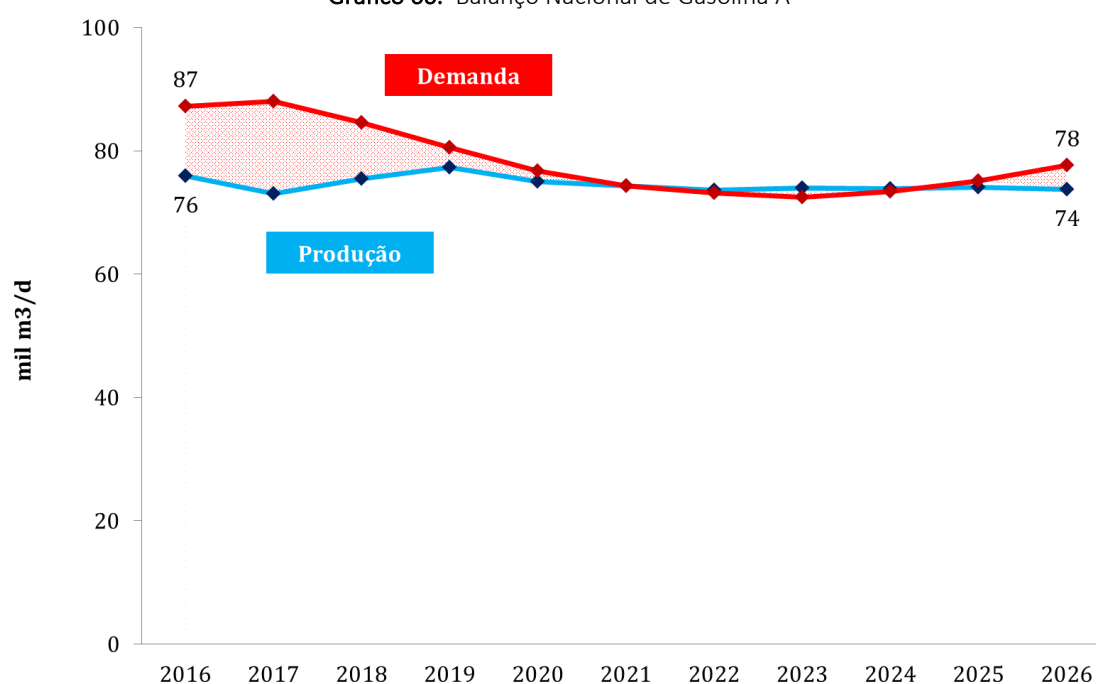


Gráfico 66. Balanço Nacional de Gasolina A

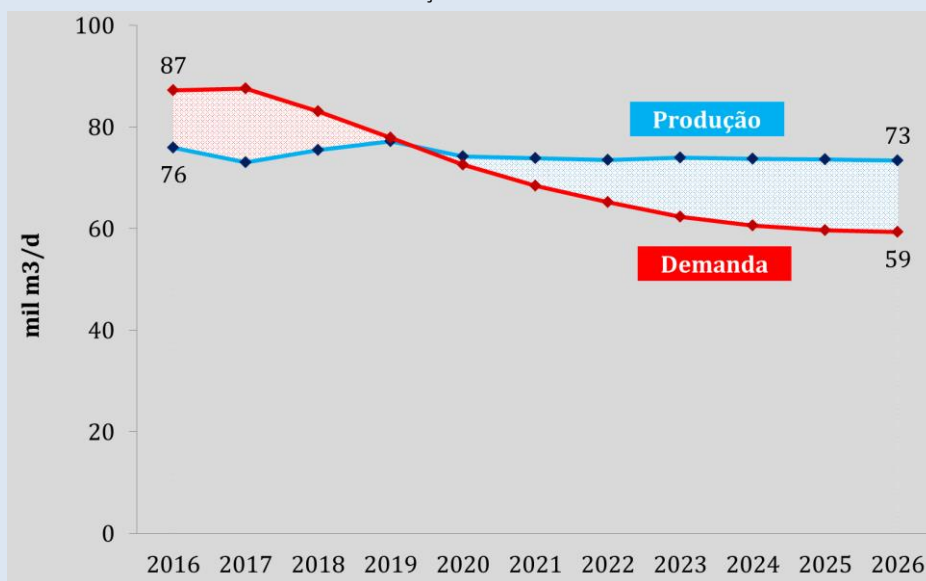


BOX 6.1 – E SE HOUVER VARIAÇÕES DA DEMANDA DE GASOLINA A?

Caso haja um aumento da demanda de combustíveis do Ciclo Otto ou uma redução da oferta de etanol hidratado em relação aos apresentados nos Capítulos II e V, o Brasil poderia voltar a importar maiores volumes de gasolina A, ou, alternativamente, produzir mais desse combustível. Para isso, seria necessária a utilização da capacidade ociosa das unidades de reforma catalítica do parque de refino e/ou a importação de *boosters* (correntes de alta octanagem). Note-se que, nesses casos, parte dos cortes de petróleo destinados à nafta petroquímica seria utilizada para o incremento da produção de gasolina.

No contexto de uma redução da demanda de gasolina A, a partir de trajetória de licenciamento menor de veículos leves, o País se tornaria exportador líquido deste combustível a partir de 2020 (Gráfico 67). Além disso, haveria uma redução da demanda da ordem de 25% em 2026, comparativamente a demanda de gasolina A apresentada anteriormente, de 78 para 59 mil m³/d. Nesse caso, para o último ano do decênio, o Brasil migraria da condição de importador líquido de 4 mil m³/d para exportador líquido, em um patamar de 14 mil m³/d, conforme mostra o gráfico abaixo. Este nível de exportação em 2026 representaria aproximadamente 20% do volume da produção nacional de gasolina A em 2016.

Gráfico 67. Balanço Nacional de Gasolina A



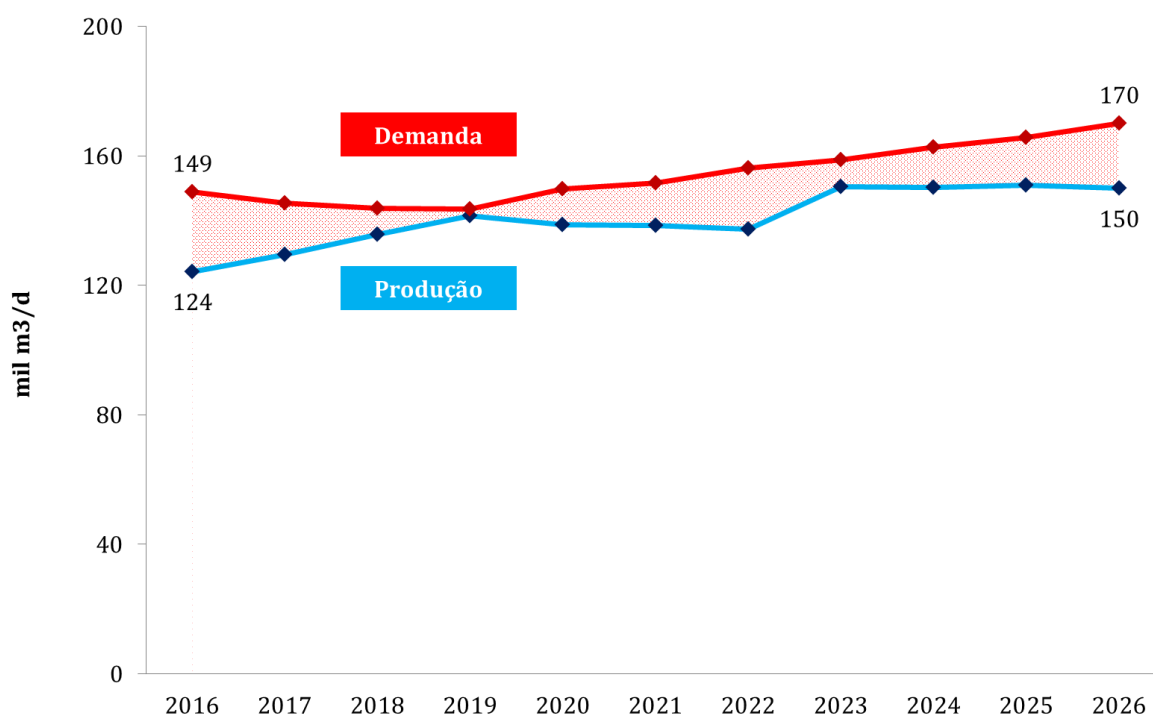
Em relação ao óleo diesel, o Brasil se manterá importador líquido durante todo o período decenal. A produção deste combustível aumentará, principalmente, com a ampliação da carga processada no 1º trem da RNEST em 2018 e com a entrada em operação do 2º trem na mesma refinaria em 2023. O Gráfico 68 apresenta o balanço de oferta e demanda do óleo diesel.

O volume máximo de importação de óleo diesel será de 20,1 mil m³/d (127 mil b/d) em 2026.

Esse valor é inferior ao máximo histórico de 30,9 mil m³/d (194 mil b/d) ocorrido em 2014.

A maioria das importações de óleo diesel será do tipo S500, embora, no final do horizonte, o S10 assuma os maiores volumes de importação por tipo de óleo diesel, alcançando 65% do total importado em 2026. Este maior percentual de participação é justificado pelo aumento gradativo da demanda de S10 em relação ao S500 e considerando-se a inexistência de investimentos em novas unidades de hidrotratamento no parque de refino.

Gráfico 68. Balanço Nacional de Óleo Diesel A

**BOX 6.2 – E SE HOVER A ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UNIDADES DE HIDROTRATAMENTO?**

Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do bunker, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S1800 até 2026, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino nacional, evidenciando a potencialidade de incremento da capacidade de hidrotratamento (HDT) de derivados médios do País.

Uma capacidade adicional de hidrotratamento de 16 mil m³/d (100 mil b/d) no parque permitiria uma maior disponibilidade de processamento de petróleo. Nessa condição, a carga processada total no País aumentaria em aproximadamente 5% em 2026, que tem como consequências um decréscimo de 16,8 mil m³/d (106 mil b/d) nas exportações de petróleo e um aumento na produção de derivados, em especial do óleo diesel A, o que permitiria uma redução da sua importação líquida na ordem de 60% em 2026.

Quanto aos demais derivados, o País manterá a condição de importador líquido para o GLP, a nafta, o querosene de aviação (QAV) e o coque. Cabe ressaltar que o QAV é o único com volumes de importação acima do histórico. Em 2026, as importações alcançam 8,6 mil m³/d (54 mil b/d), um volume 60% maior que o máximo de 5,4 mil m³/d (34 mil b/d) observado em 2013.

Por outro lado, o óleo combustível se mantém como o único, entre os principais derivados, em que o País será exportador líquido durante todo o horizonte de estudo. O mercado interno obrigatório

(usos industriais, para usinas termelétricas e *bunker* para cabotagem) e o mercado opcional de *bunker* (navegação de longo curso) são totalmente atendidos em todo o período, havendo excedentes exportáveis de óleo combustível até 2026, porém com tendência de queda ao longo do horizonte de estudo.

O Gráfico 69 mostra o balanço nacional de derivados no horizonte de estudo. Os saldos líquidos para os principais derivados são apresentados no Gráfico 70.

Gráfico 69. Balanço de Derivados

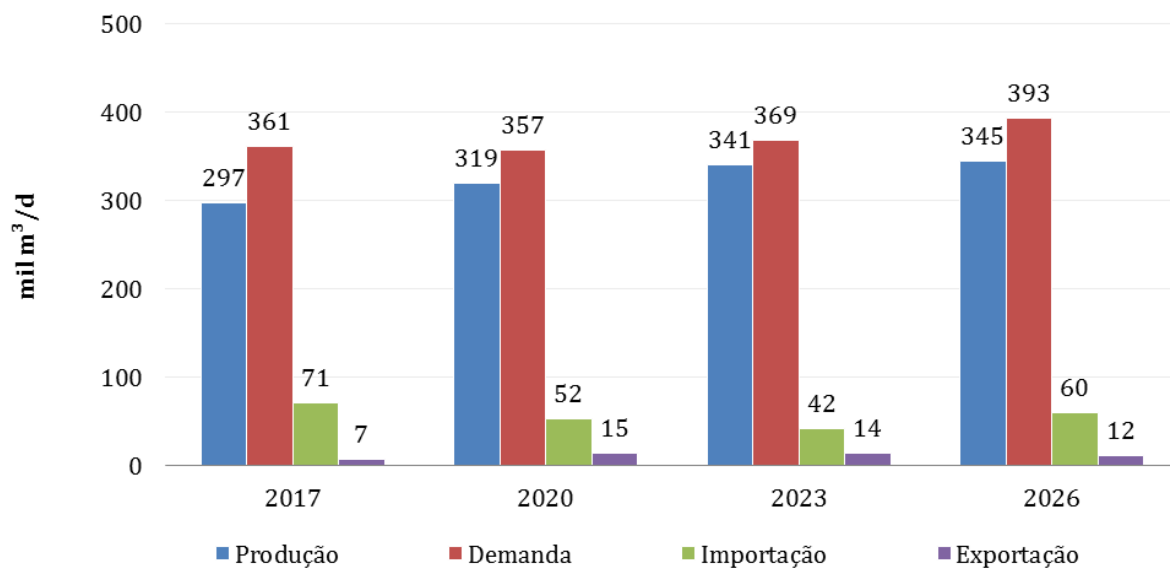
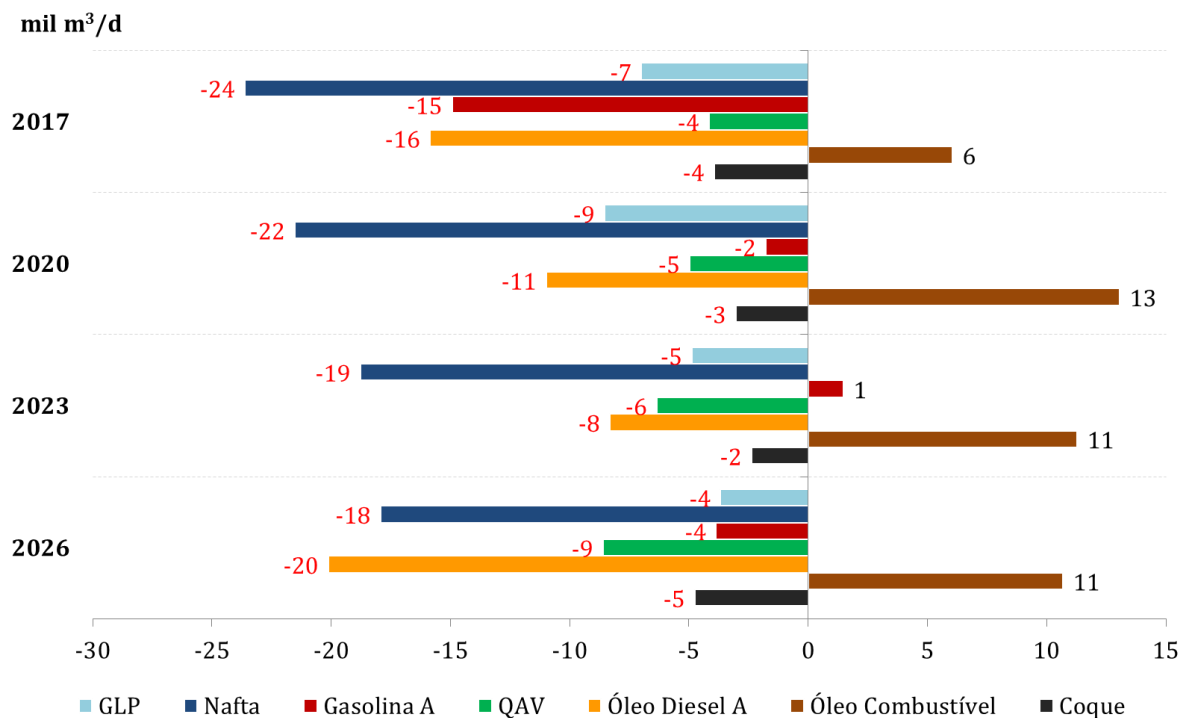


Gráfico 70. Saldo Líquido dos Principais Derivados



6.3 Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados

A partir da evolução da oferta de combustíveis, este item do estudo avalia a infraestrutura nacional de transporte de derivados. Essa análise é realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações, principalmente, de gasolina A e óleo diesel A. Além disso, são analisados também 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 2026 foram obtidas a partir dos resultados do Plandepe.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES DE GASOLINA A E ÓLEO DIESEL A

Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda regional atendida pela produção local, em 2026, é mostrado a seguir, para os principais derivados consumidos no Brasil: gasolina A e óleo diesel A, respectivamente. Também são destacados os fluxos inter-regionais marítimos e as importações desses combustíveis.

Cabe destacar que a Região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até 2026, o que a mantém totalmente dependente do transporte inter-regional.

No caso da gasolina A, as principais movimentações inter-regionais e a relação percentual entre produção e demanda desse combustível, projetada para cada região do Brasil são apresentadas, de modo esquemático, na Figura 21.

Observa-se que o excedente de oferta de gasolina A previsto para o Sudeste não só abastece a

Região Centro-Oeste, como também complementa a demanda das Regiões Nordeste e Sul.

O Nordeste, por sua vez, com a contribuição da Região Sudeste, complementa o abastecimento da Região Norte, com apoio adicional de importação de 3,9 mil m³/d. Esse montante importado representa 5% da demanda nacional em 2026.

Em relação ao óleo diesel A, projeta-se a importação de 12% da demanda nacional em 2026. A Figura 22 apresenta, de modo esquemático, a cabotagem inter-regional, as importações e a relação percentual entre produção e demanda projetada de óleo diesel A (S10 e S500) para cada região no ano de 2026.

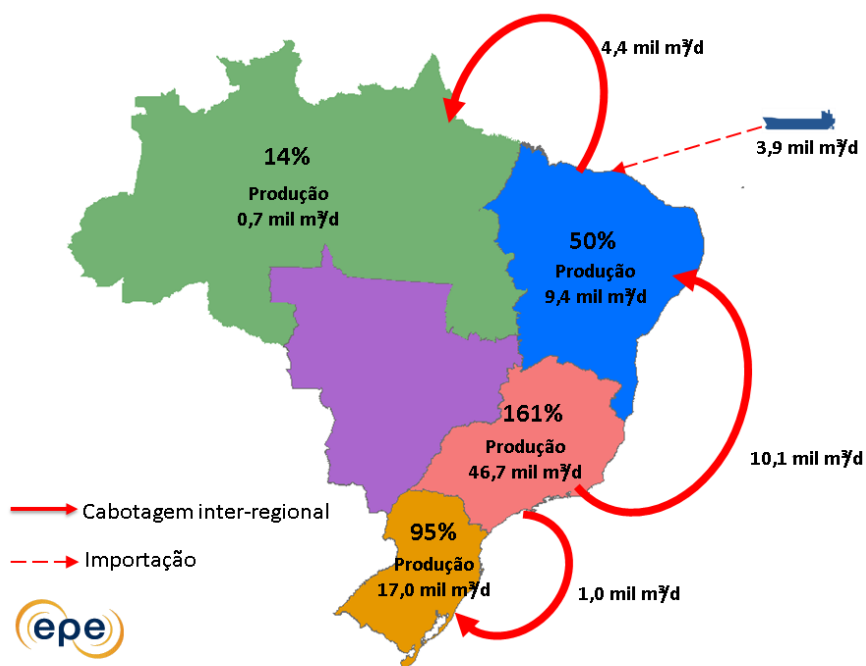
Estimam-se volumes significativos de importação de óleo diesel A pela Região Nordeste, em 2026, especialmente devido à sua proximidade com os mercados internacionais.

No que tange às movimentações inter-regionais de óleo diesel A, a demanda da Região Norte é atendida majoritariamente, via cabotagem, pela Região Nordeste. A Região Sudeste recebe esse derivado da Região Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para o Centro-Oeste e, via cabotagem, para o Sul do País.

Vale ressaltar que o volume total projetado para movimentação de gasolina A e óleo diesel A, por cabotagem e longo curso, para a Região Nordeste em 2026 supera em 18% o pico observado em 2014 de 30 mil m³/d, considerando o total de gasolina A e óleo diesel A (Transpetro, 2017).

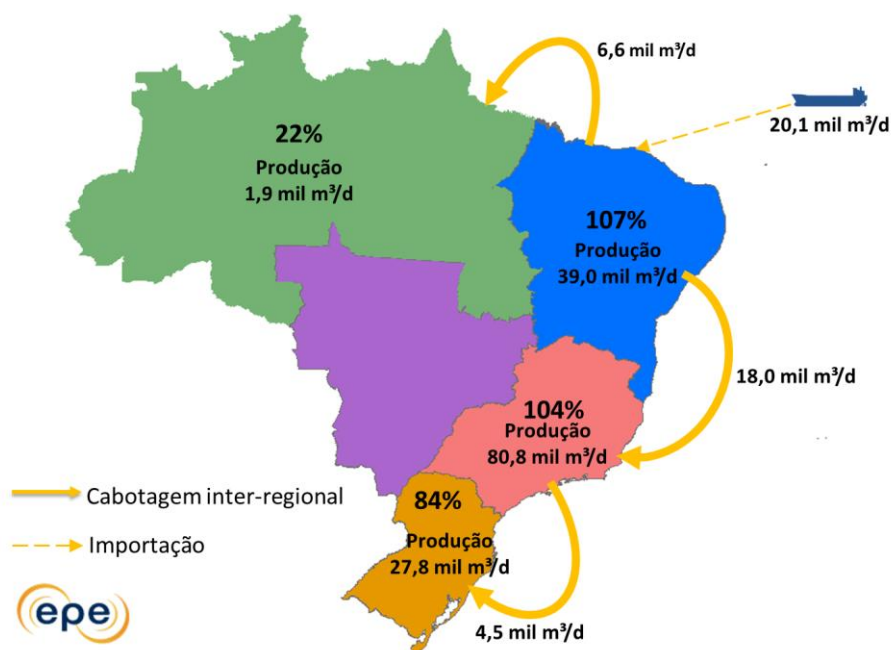
Em complemento às análises deste item do PDE 2026, é importante destacar os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária, o que será discutido a seguir.

Figura 21. Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2026



Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Figura 22. Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2026



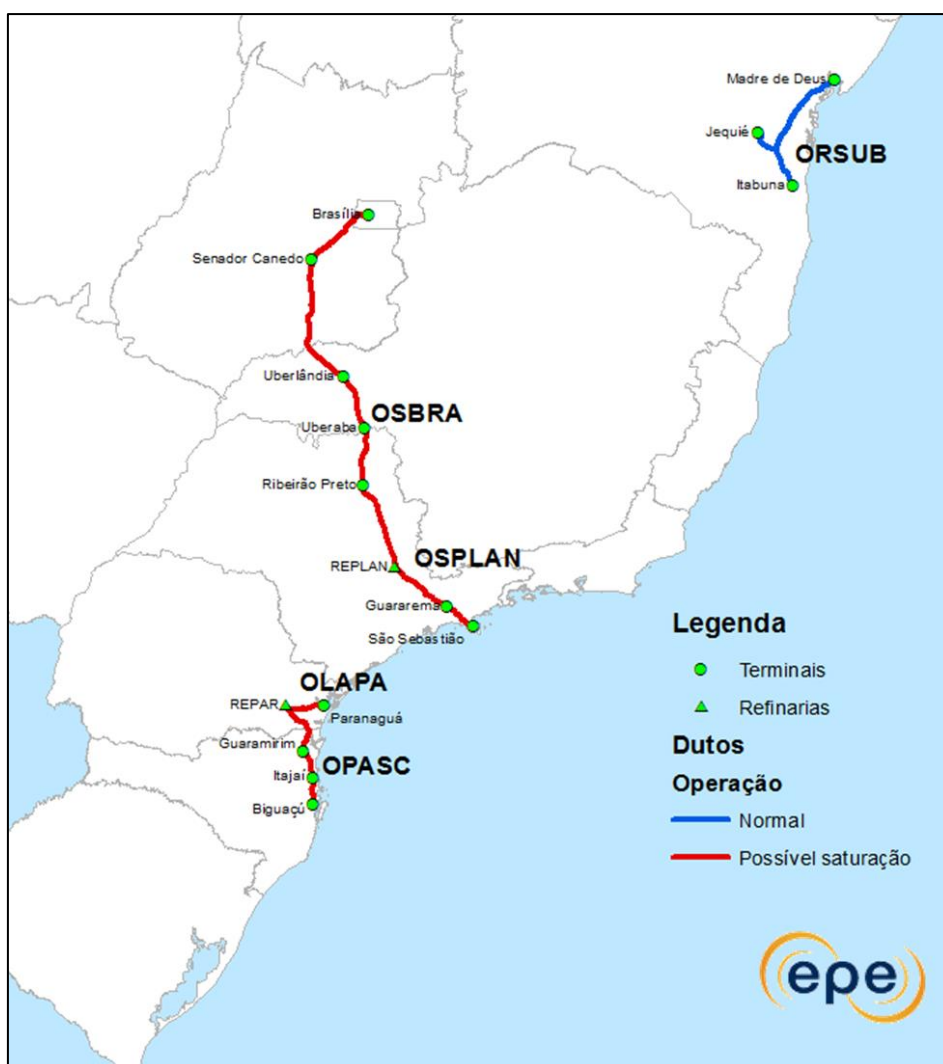
Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

IMPACTOS DAS MOVIMENTAÇÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO SOBRE A INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

Os resultados indicam que alguns polidutos de transporte de derivados atingem a saturação ou ficam próximos dela no horizonte analisado. Neste

sentido, a Figura 23 destaca o Opasc (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC), o Olapa (Oleoduto Araucária/PR – Paranaguá/PR), o Osplan 24 (Oleoduto São Sebastião/SP – Paulínia/SP) e o Osbra (Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF). Nota-se, ainda, que o Orsub não apresenta saturação até 2026.

Figura 23. Polidutos de transporte



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > De acordo com o cenário adotado, o Brasil deverá continuar como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte de estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.
- > As importações de GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio, principalmente devido ao crescimento da produção das UPGNs.
- > Os resultados para a gasolina indicam que o Brasil, ao longo do período, atuará no limiar da autossuficiência ou como importador deste derivado, em pequenos volumes.
- > A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atende suficientemente a demanda obrigatória, bem como todo o mercado opcional de bunker para navios estrangeiros.
- > No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 é mais valorizado que o QAV, o que favorece economicamente a produção interna de S10.
- > A oferta de óleo diesel S10 poderia ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino, principalmente em refinarias atualmente produtoras de óleo diesel de alto teor de enxofre.
- > Caso seja necessário produzir mais QAV, o parque de refino pode aumentar a produção desse produto, até um determinado limite, em detrimento ao óleo diesel.
- > Uma capacidade adicional de hidrotratamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, conseqüentemente, um aumento na produção de derivados.
- > A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente nafta e óleo diesel A) e a cabotagem significativa de gasolina A e óleo diesel A exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.
- > Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos e terminais, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.
- > Investimentos em infraestrutura logística de derivados são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.
- > A proposição de ações e medidas é imprescindível para o desenvolvimento da nova estrutura do mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores no setor e à livre concorrência, em um ambiente regulatório objetivo e claro, conforme indicado na iniciativa Combustível Brasil.²⁸ Formas de estímulo a novos investimentos na expansão do parque de refino, buscando a segurança do abastecimento nacional, devem ser desenvolvidas lembrando que o Brasil consolidará sua condição de exportador de petróleo no horizonte deste estudo.

²⁸ Combustível Brasil é uma iniciativa do Governo Federal com a formação de um grupo de trabalho denominado núcleo operacional de combustíveis, composto pela ANP, EPE e MME.

7. Oferta de Gás Natural

7.1 Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2016, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2016). Esta extensão da malha já considera a reclassificação do gasoduto GASDUC I como oleoduto OSDUC IV, bem como as desativações do Gasoduto de Vitória (GASVIT) e de um trecho do Gasoduto Lagoa Parda/ES – Vitória/ES.

Além do gás natural produzido nacionalmente, este energético é também importado por meio de gasodutos de transporte internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de terminais de regaseificação.

A Figura 24 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.

Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiiana-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 unidade de tratamento e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontram-se em processo de construção: o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) e o trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE, com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de

Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II), localizado na Região Nordeste.

Também se encontra previsto, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d. Desse modo, a capacidade excedente de 8 MMm³/d poderia ser disponibilizada ao mercado não térmico ou a novas UTES que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Porém, não há, por enquanto, previsão de infraestrutura para conexão deste projeto à malha integrada. Por conseguinte, o empreendimento foi considerado como isolado. O projeto encontra-se em estágio de licenciamento ambiental do terminal de GNL e terraplanagem da UTE.

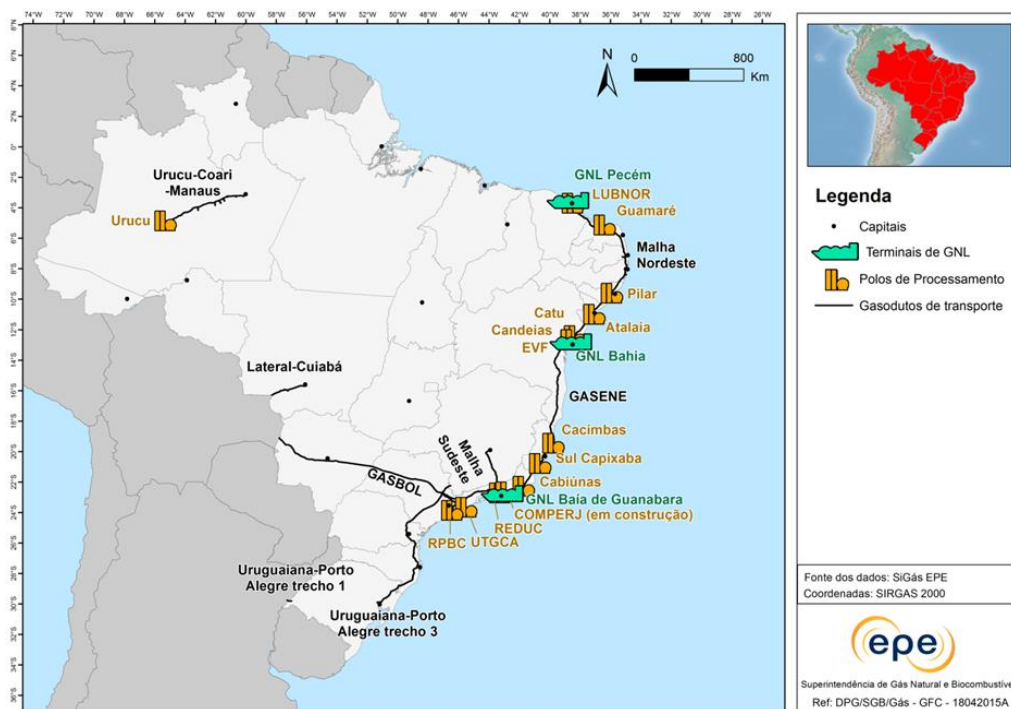
Cabe destacar que, diferentemente do PDE 2024, não estão sendo considerados, no caso de referência, os terminais de regaseificação de GNL previstos em Rio Grande/RS e Suape/PE nem suas respectivas UTES devido à maior incerteza quanto à entrada destes projetos. Conforme apresentado no Capítulo III, as térmicas ligadas a estes projetos não estão mais sendo consideradas diretamente no horizonte deste estudo, mas tratadas como térmicas indicativas genéricas.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em curso uma iniciativa de mudança no marco legal e regulatório do gás natural no Brasil denominada Gás para Crescer, na qual a EPE tem exercido um papel importante. O processo teve início em 2016, com participação intensa de diversos agentes do setor, e busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. As mudanças propostas pela Iniciativa Gás

para Crescer estão atualmente em processo de consolidação e poderão gerar aprimoramentos importantes no mercado de gás natural, acarretando

em revisões nas projeções nos próximos ciclos do estudo.

Figura 24. Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



7.2 Projeções de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural e suas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a faixa provável dos preços do gás natural (molécula) nacional no horizonte decenal (Gráfico 71). Para isso, toma-se como referência a projeção de preços sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, as projeções de preço de oferta e de GNL spot e a termo (internados, regaseificados e com imposto de importação) e o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Dessa forma, os preços do gás natural no Brasil oscilarão dentro da faixa provável em função da competitividade com combustíveis

substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta.

Estes fatores, por sua vez, podem se refletir em descontos maiores ou menores em relação ao preço definido pelos contratos, ou na celebração de novos contratos partindo de bases de preços distintas.

Não obstante, a maior quantidade de importação de GNL nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País, dado que o país é um tomador de

preços no mercado internacional. Além disso, a capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica. Dessa forma, o preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País.

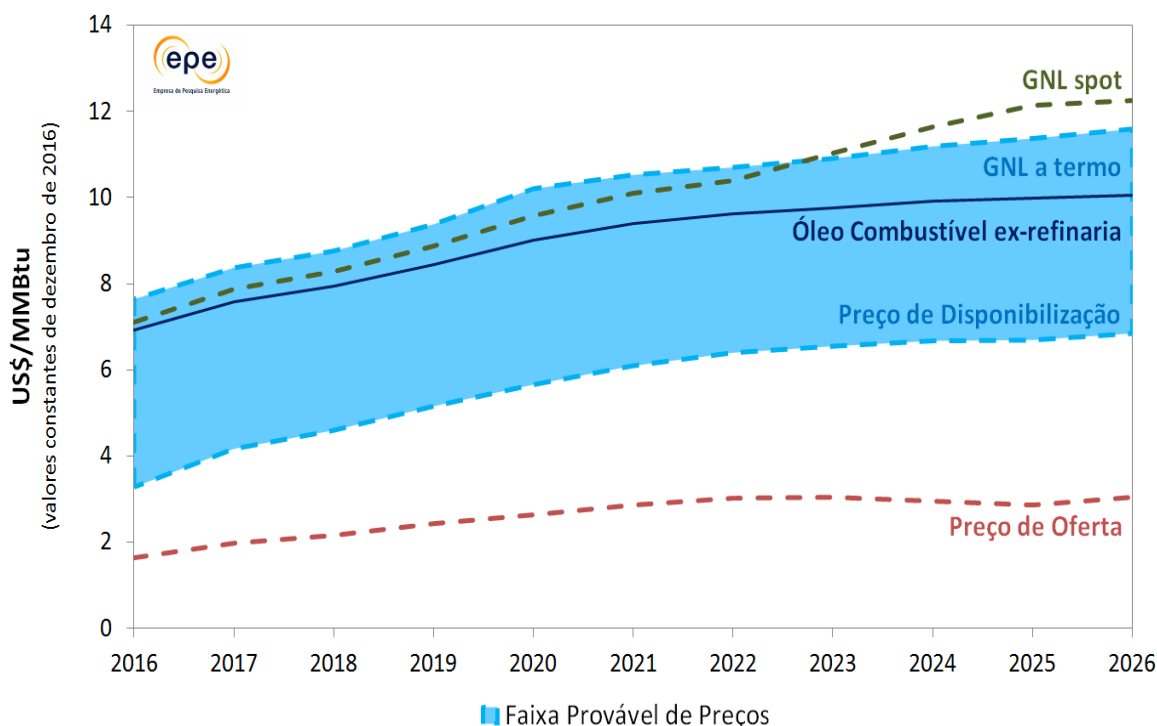
Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica

do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

Cabe ressaltar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a cesta de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em degraus por origem do gás natural (preços distintos por “blocos” de volume).

Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL, com indexação a cestas de petróleo, hubs de gás, ou a uma combinação destes.

Gráfico 71. Faixa de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de oferta é o preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, consistindo em custo econômico (inclui custo de oportunidade do capital). Também pode ser entendido como o preço de break-even do projeto; o limite inferior da faixa provável de preços é dado pelo preço de disponibilização nacional considerando risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado, enquanto o superior é dado pelo preço do GNL a termo; o preço do óleo combustível ex-Refinaria refere-se ao Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo ICMS e PIS/COFINS.

7.3 Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

- gás natural produzido nacionalmente;
- gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

OFERTA NACIONAL

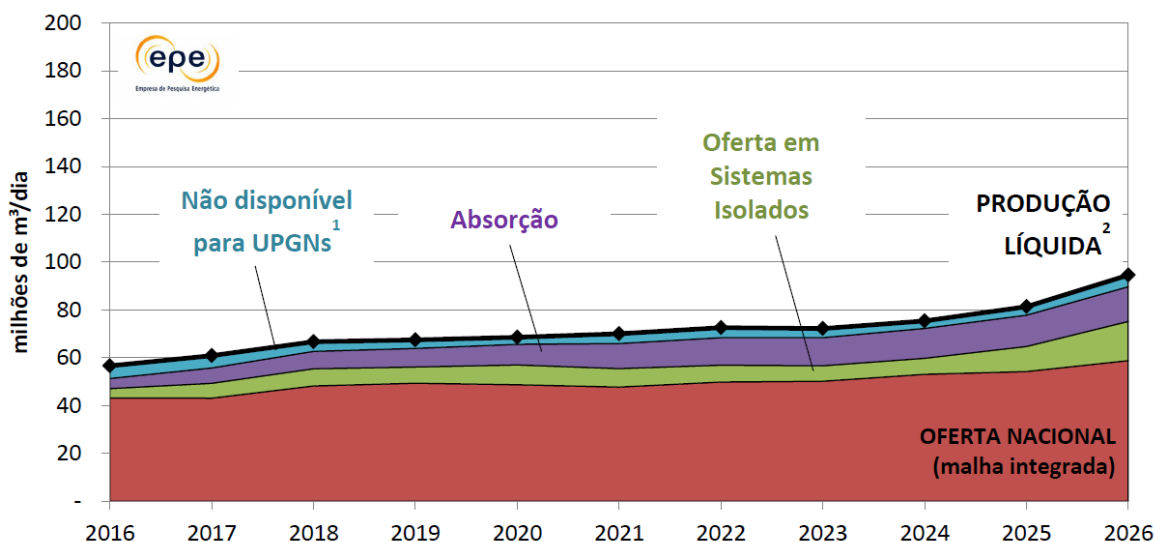
Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural, a oferta potencial nacional (Gráfico 72) foi calculada utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). Os cálculos levaram em conta as previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) de campos produtores, as estimativas de produção dos RD em fase de avaliação (RD-Contingente) e as perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND), tanto das áreas já contratadas por empresas (RND-Empresas) quanto das áreas ainda pertencentes à União (RND-União).

O cálculo da oferta potencial na malha integrada, por sua vez, é feito descontando-se os volumes de gás natural processado em polos de processamento que atendem a sistemas isolados, sendo eles o polo existente em Urucu/AM e os polos hipotéticos considerados na Bacia do Parecis/MT, na Bacia do Parnaíba/MA, na Bacia de Acre-Madre de Dios/AC e na Bacia do São Francisco/MG. Este último polo havia sido considerado interligado à malha de transporte no PDE 2015-2024, porém esta premissa foi alterada no atual ciclo do PDE.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 61 milhões de m³/dia em 2017, atingindo o volume de 95 milhões de m³/dia em 2026. Já em 2016, os volumes observados referem-se à produção líquida nacional efetivamente realizada.

Verifica-se que a oferta potencial projetada da malha integrada, passou de cerca de 43 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 59 milhões de m³/dia em 2026. Vale esclarecer que, para o ano de 2016, os volumes observados referem-se à oferta nacional efetivamente realizada.

Gráfico 72. Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.;
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.

OFERTA IMPORTADA

As importações totais de gás natural em 2016 corresponderam a aproximadamente 38% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com as importações pelo GASBOL representando 33% deste montante, e o GNL o percentual restante (MME, 2016).

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 a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m^3 /dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m^3 /dia a partir de 2022. O volume do contrato de fornecimento com a Bolívia é dividido em dois segmentos distintos: QDCb (Quantidade Diária Contratual Base), igual a 16 milhões de m^3 /dia, destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do País, e QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional), correspondente aos 14 milhões de m^3 /dia restantes, que são prioritariamente destinados às usinas termelétricas (CNI, 2010). Cabe destacar que o encerramento do contrato de ambos os segmentos ocorrerá no final de 2019. No entanto, foi adotado como premissa o aproveitamento do gás de *make-up*²⁹, que permitiria que o contrato pudesse ser estendido por mais 2 anos (em função das reduções de carregamento recentes), justificando a data do final de 2021 utilizada neste estudo. Para o restante do período, foi adotada uma premissa de redução de volume para 20 milhões de m^3 /dia, dos quais a maior parte (16 milhões de m^3 /dia) seria ancorada no contrato QDCb, uma vez que é possível que um volume equivalente ao QDCa poderia vir a ser atendido por GNL, por exemplo. O volume adicional de 4 milhões de m^3 /dia seria oriundo de volumes para atendimento do mercado não

termelétrico adicional. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 20 milhões de m^3 /dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017).

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender exclusivamente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, 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, no Amazonas, não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende à demanda do Sistema Isolado da Região Norte.

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados para a elaboração balanço de gás natural da malha integrada somente os três terminais de regaseificação existentes: um no Porto de Pecém (CE), com capacidade de regaseificação de 7 milhões de m^3 /dia; um na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de 20 milhões de m^3 /dia; e um terceiro na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade para regaseificar 14 milhões de m^3 /dia. Estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado.

O terminal de regaseificação de GNL previsto em Barra dos Coqueiros/SE não foi considerado para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos.

Este terminal de regaseificação apresenta capacidade de 14 milhões de m^3 /dia e estará conectado a uma termelétrica que obteve sucesso no 21º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 30 de abril de 2015: UTE Porto de Sergipe I (1.516 MW, com consumo previsto de 6 milhões de m^3 /dia). A previsão de entrada em operação deste projeto está estimada para 2020.

²⁹ Volume de *make-up* seria uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula *take-or-pay*, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.

Diferentemente do PDE 2024, no PDE 2026 não serão considerados os terminais de regaseificação de GNL associados às UTEs de Rio Grande/RS e Suape/PE, em função da maior incerteza quanto à entrada em operação destes projetos. A entrada de tais terminais, no entanto, é compatível com as análises de sensibilidade realizadas pela EPE, apresentadas na seção Balanço na Malha Integrada.

PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural (Gráfico 73) foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos.

A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução decorrente principalmente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m³/dia).

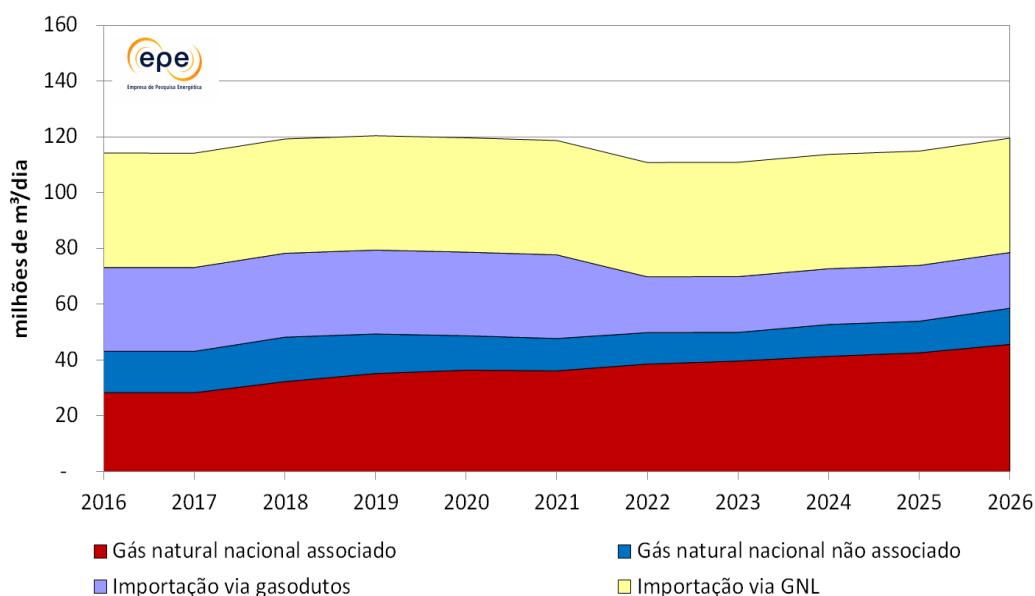
Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2026. Assim, ao final do período, o volume de oferta potencial atinge valor semelhante ao de 2021. Em relação à oferta de GNL, se consideram apenas os três terminais existentes, sem acréscimo de capacidade.

É considerada neste PDE a entrada em operação do terminal de regaseificação em Barra dos Coqueiros/SE, porém ele não figura no gráfico devido à sua conexão e disponibilização do excedente de gás à malha não estarem previstas. Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural 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.

Nos casos das demandas térmicas, que são intermitentes, duas condições principais podem surgir. Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas.

Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas. No caso das importações via GASBOL, o atendimento tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 73. Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: Considerou-se a manutenção da capacidade instalada existente para importação de GNL, referente aos píeres de atracação e à infraestrutura de conexão à malha integrada existentes em Pecém/CE, Baía de Todos os Santos/BA e Baía de Guanabara/RJ. No entanto, os terminais flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) poderão ser descontratados ou recontratados no horizonte do estudo, dependendo da necessidade de importação e da estratégia dos agentes.

7.4 Balanço na Malha Integrada

É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada do Brasil (Gráfico 74), elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência, e excluindo os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus, Bacia do Parnaíba e Lateral Cuiabá.

O saldo entre a oferta potencial e a demanda máxima em 2017 contabiliza 17,5 milhões de m³/dia. No final do decênio, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicomcombustível (2,9 milhões de m³/dia) deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas.

A oferta de gás natural não apresenta grande variação no período analisado. Consideram-se apenas os terminais de regaseificação existentes e a não conexão do terminal de Barra dos Coqueiros/SE à malha. As principais variações se devem à redução

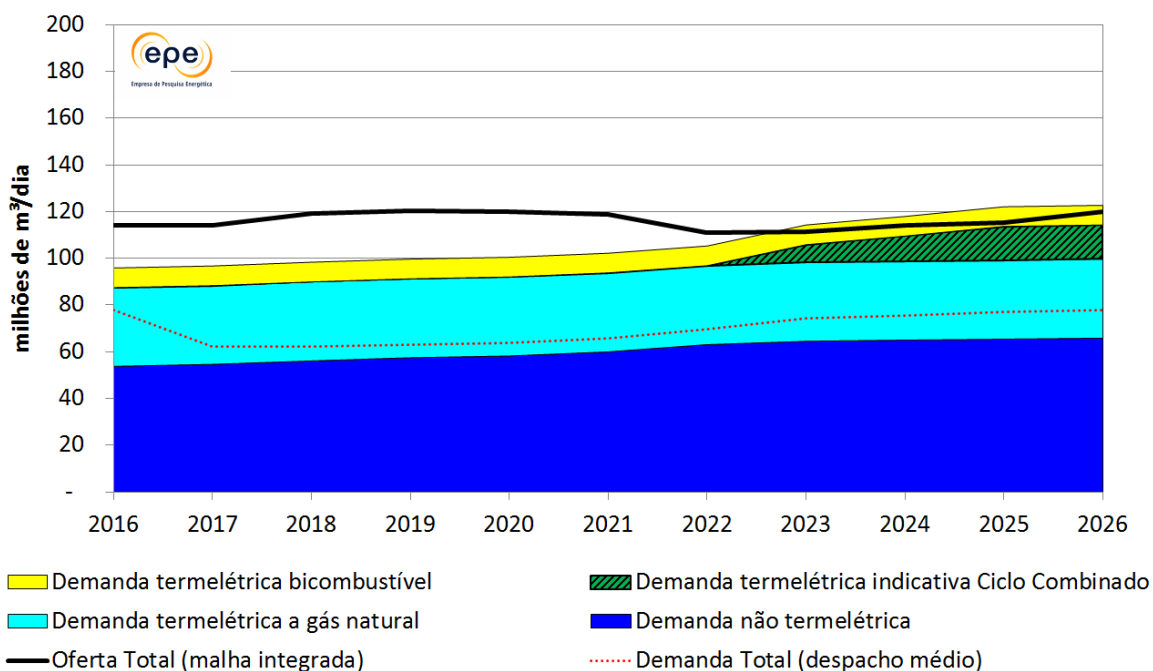
no volume contratado no GASBOL e ao crescimento da produção nacional no Pré-Sal.

A demanda total de gás cresce 2% a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda das distribuidoras, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2022 com a entrada da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS. Em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. Cabe destacar que a termelétrica Porto Sergipe I/SE é considerada neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não está representada no gráfico. A demanda total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.

Na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas, incluindo as indicativas, a partir de 2023, parte da demanda das termelétricas bicomustíveis teria que operar com o combustível substituto. Este fato pode não ocorrer, caso pelo

menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL do terminal de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE previsto no horizonte.

Gráfico 74. Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil

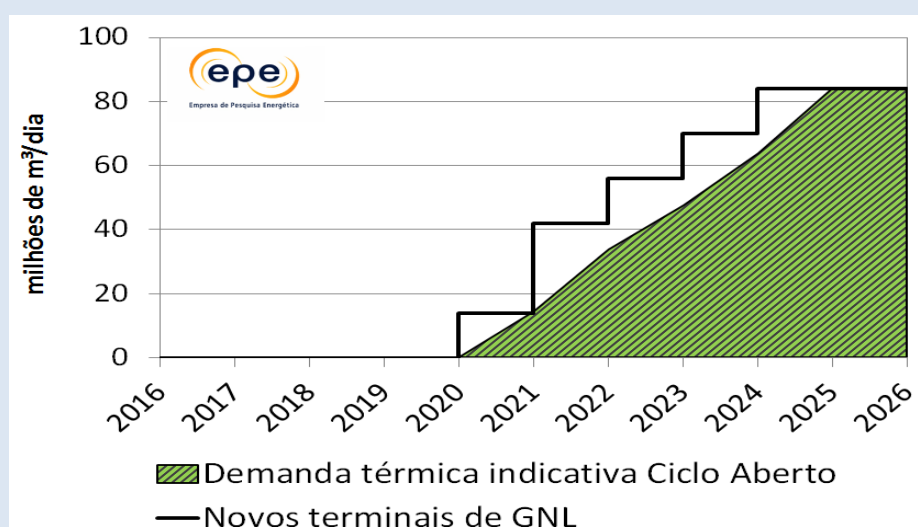


Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicomustíveis.

BOX 7.1 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA COM CONEXÃO DAS TÉRMICAS PARA ATENDIMENTO DE PONTA

Conforme apresentado no Capítulo III, a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, como usinas termelétricas de partida rápida, usinas hidrelétricas reversíveis, motorização adicional em UHE existentes, baterias e resposta pelo lado da demanda. Uma das opções de atendimento seria por termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84,2 milhões de m³/dia entre os anos de 2020 e 2026. Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, conforme observado no Gráfico 75.

Gráfico 75. Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



Em suma, sem o atendimento da demanda elétrica de ponta com termelétricas a gás natural de ciclo aberto, a demanda projetada de gás natural associada à malha integrada de gasodutos até 2022 pode ser plenamente atendida pela oferta disponível. A partir do ano de 2023, parte das termelétricas bicomcombustíveis terá que operar com o combustível substituto. Na hipótese da demanda elétrica de ponta ser suprida integralmente por térmicas a gás, é apontada a possibilidade de instalação de seis novos terminais de GNL para atendê-la (terminais de GNL indicativos). Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural

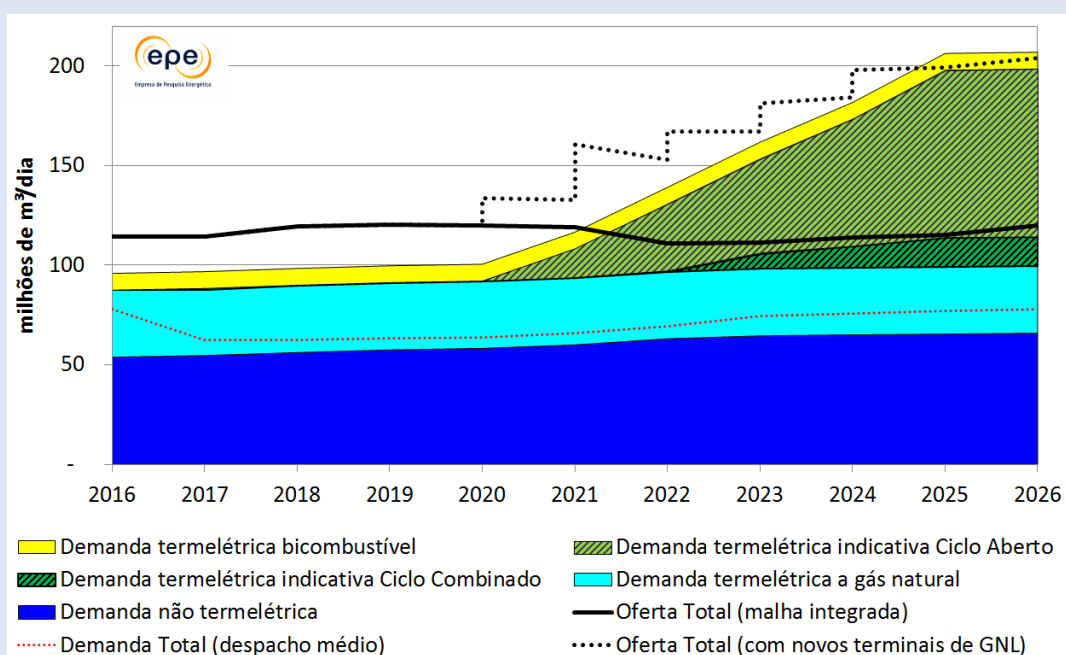
Cabe ressaltar que dois destes terminais de GNL indicativos podem vir a ser os terminais já anunciados em Suape/PE e Rio Grande/RS, ou outros que se encontram e fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

No caso extremo, e pouco provável, de toda a demanda de ponta ser atendida por termelétricas em ciclo aberto conectadas à malha integrada, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda (vide Gráfico 76).

BOX 7.1 (CONT.)

Pode-se observar o comportamento do balanço caso as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta fossem conectadas à malha integrada. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional, o que pode requerer grandes investimentos na malha.

Gráfico 76. Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta



Nota: Neste caso, embora a demanda máxima sofra um aumento considerável, a demanda total com despacho médio não teria variação significativa, uma vez que estas UTEs irão atuar no atendimento de ponta energética, demandando baixo volume de gás na média anual.

7.5 Simulação da malha integrada de transporte

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2017-2026. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2017, 2022 e 2026. As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- Consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 Milhões de m³/dia até o final de 2021 e 20 Milhões de m³/dia para o restante do período) 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;
- consideram-se as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais - CDLs);
- consideram-se as demandas termelétricas máximas, incluindo térmicas bicompostíveis operando a gás natural;
- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha;
- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2022 e a UPGN COMPERJ em 2021. A UFN V/MG e a Refinaria do COMPERJ, que eram consideradas nos PDE anteriores, não serão consideradas neste estudo por terem sido retiradas dos últimos Planos de Negócios da Petrobras.

MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de gasodutos de transporte atualmente existente, com a inclusão do trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE do gasoduto GASFOR II a partir de 2017 (extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas). Considerou-se também que o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Sergipe, constituem sistemas não interligados à malha.

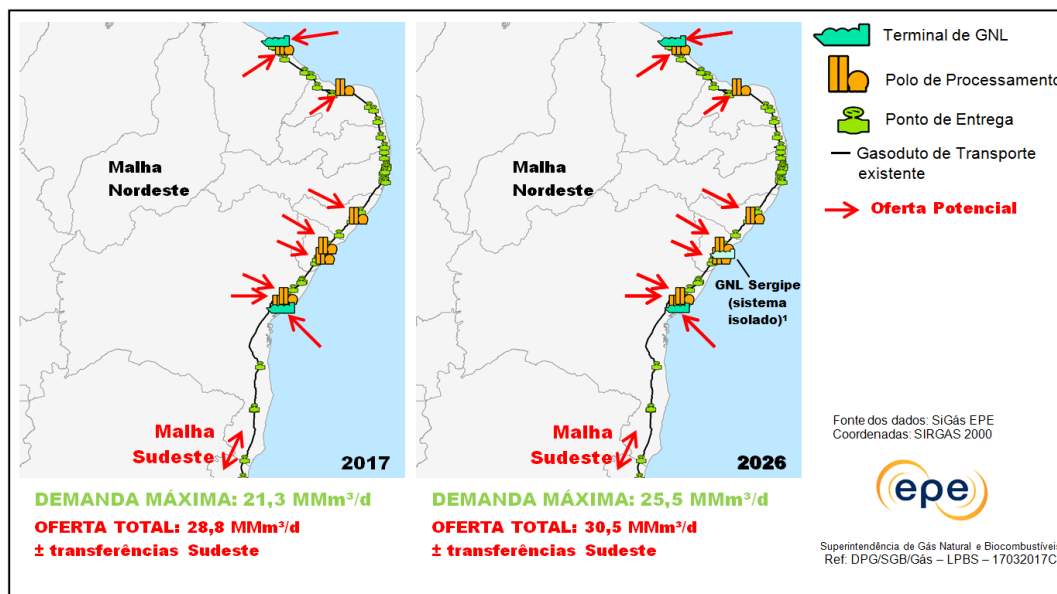
Como se pode verificar na Figura 25, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região.

Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não haveria necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, verificou-se que a malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo analisado para o caso base.

Nota-se, entretanto, que no fim do período em tela há uma redução significativa da produção dos campos que enviam gás para as UPGNs Candeias e Estação Vandemir Ferreira, ambas na Bahia. Dessa forma, houve a necessidade de aumento da regaseificação de GNL por meio do terminal da Bahia, sendo o gás natural entregue na EDG São Francisco do Conde.

Figura 25. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 da malha Nordeste



Nota: 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 tratarem de sistema isolado.

MALHA SUDESTE

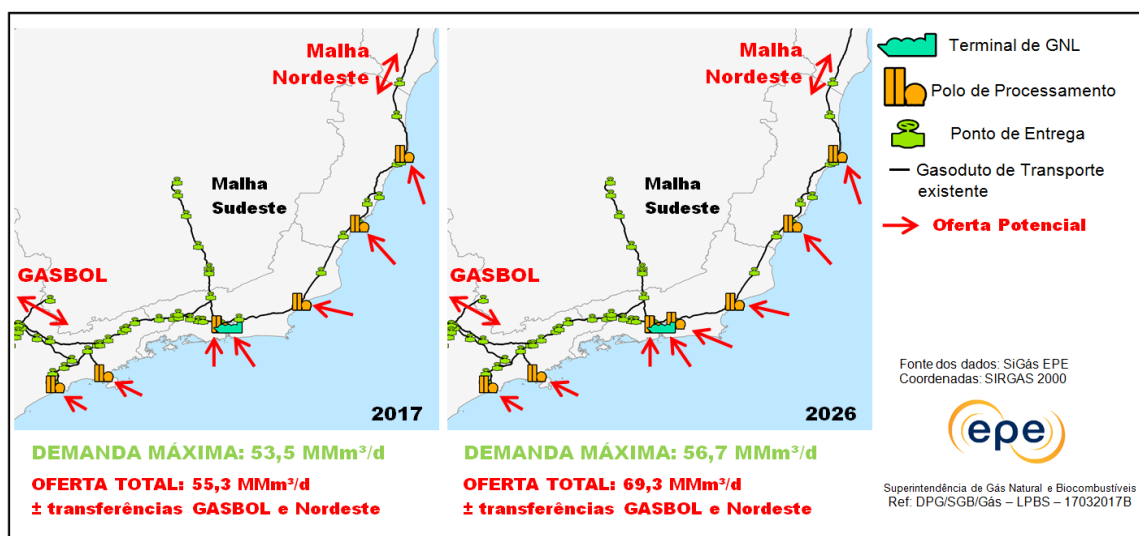
O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ no começo do ano de 2021, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. A Figura 26, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas. Tanto os anos de 2017 quanto o de 2026, assim como o de 2022 (não representado na Figura 26), apresentam projeção de oferta potencial superior à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindos das outras malhas (GASBOL e Nordeste) para a região.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, não foram identificadas

restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente ressalva-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender a demanda projetada.

Verificou-se também que o excedente de oferta disponibilizada na região poderia ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL a partir de 2022, quando ocorre a redução do volume de gás ofertado neste gasoduto. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da região Sudeste para esta região seria através da interconexão em Paulínia/SP, requerendo apenas a inversão do fluxo no trecho que se localiza no Estado de São Paulo.

Figura 26. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 da malha Sudeste



MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas que se caracteriza 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 dos consumos. 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. Ambos os gasodutos foram considerados no caso base para estudo da malha nesse sistema.

Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m³/dia, o qual seria suficiente para o atendimento da demanda. No entanto, a partir de 2022 considerou-se uma redução do volume máximo importado para 20 milhões de m³/dia, havendo-se necessidade de complementação do volume para atendimento da demanda da região, a partir desse ano, através de gás natural vindo da malha Sudeste.

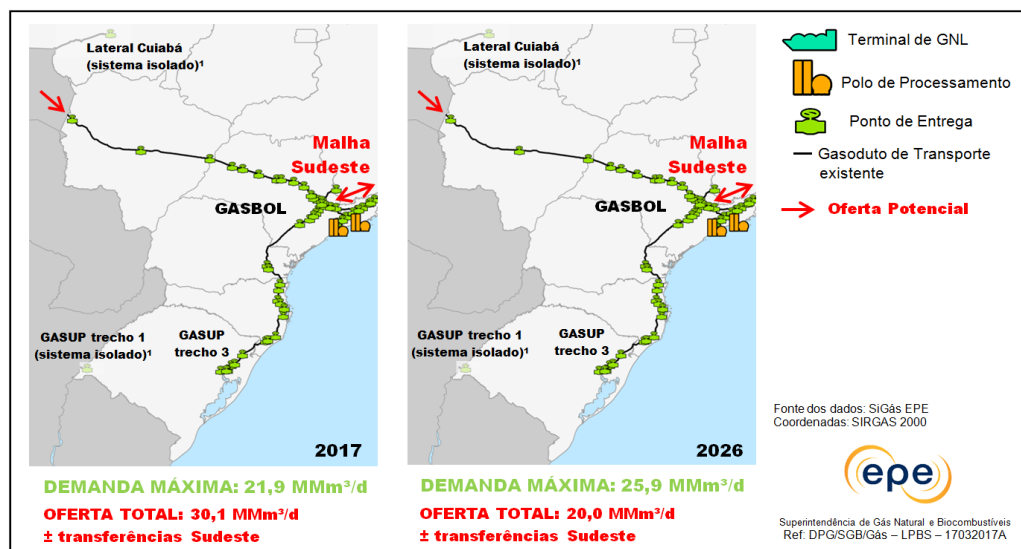
Foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL, devido a

limitações de infraestrutura. O perfil de demandas ao longo do duto acarreta em gargalos de infraestrutura, tendo também por consequência o esgotamento da capacidade de suprimento dos dutos. Cabe destacar que o atendimento do ponto de entrega de Triunfo/RS só é possibilitado caso a térmica bicombustível Sepé-Tiaraju (Canoas/RS) opere com combustível substituto ao longo de todo o período.

Algumas das soluções possíveis para essa questão seriam a ampliação de capacidade do trecho sul do GASBOL, associada (ou não) à entrada de terminais de GNL no Sul ou; a construção do Gasoduto Rio Grande/RS-Triunfo/RS. Esta última solução, no entanto, está atrelada à entrada em operação das UTE e do terminal de regaseificação de Rio Grande. No momento, este empreendimento enfrenta incertezas quanto a sua viabilidade relativas à obtenção de licenciamento em tempo hábil e quanto à comprovação de viabilidade do projeto (incluindo acordos de suprimento de gás), que podem ocasionar atrasos ou cancelamento deste projeto.

A Figura 27 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 27. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 do GASBOL e do GASUP



Nota: (1) Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.

7.6 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2017-2026, 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.

A Petrobras tem mantido um critério rígido para novos investimentos, em virtude da sua atual política que visa preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos, principalmente através de venda de ativos e adiamento de projetos.

Nesse cenário foi concluída a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para Brookfield Infrastructure Partner (BIP) e suas afiliadas. A prioridade dos investimentos se concentrou em E&P, principalmente no pré-sal, sem comprometimento das operações e projetos relacionados ao escoamento da produção de petróleo e gás natural.

Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma.

Existe a previsão de investimentos da ordem de R\$ 3,8 bilhões relativos à instalação das duas Unidades de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ e à expansão da capacidade de processamento da UPGN Cabiúnas/RJ, de 23 para 28 milhões de m³/dia.

Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar as UPGNs do COMPERJ ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ.

Esse gasoduto de transporte, que ainda não tem cronograma oficial de licitação, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 17 milhões de m³/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas (características originalmente consideradas no projeto).

Sobre esse projeto, cabe informar que o TCU suspendeu a licitação pela ANP em 25 de agosto de 2016 e determinou à EPE a revisão dos custos do projeto. Posteriormente, em função de atrasos em projetos da Rota 3 e UPGNs do COMPERJ, a ANP cancelou a chamada pública e o TCU arquivou o processo.

Os projetos indicativos preveem as ampliações das UPGNs Catu/BA, Atalaia/SE e Urucu/AM, necessárias para permitir o processamento da produção líquida potencial direcionada a cada uma delas, cujo incremento necessário de capacidade seria de cerca de 9 milhões de m³/dia no total.

Também foram consideradas UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM para processamento da oferta potencial de cerca de 8 milhões de m³/dia nestes sistemas isolados. O total dos investimentos seria da ordem de R\$ 7 bilhões (data base dezembro de 2016), caso sejam confirmadas as projeções de produção dessas bacias (pressupõem descobertas e declarações de comercialidade).

Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de um terminal em Barra dos Coqueiros/SE. Realizou-se uma estimativa de custos a partir das configurações de terminais existentes no Brasil, adotando-se a premissa de não incluir os custos relativos a gasodutos integrantes, pelo fato de os terminais estarem localizados dentro ou perto de zonas portuárias e próximos à malha integrada de gasodutos de transporte.

Da mesma forma, existe a possibilidade de as térmicas demandantes estarem localizadas próximas aos terminais, o que faria com que o gasoduto terrestre integrante do terminal tenha uma extensão reduzida. Estima-se que o terminal em tela necessite de investimentos de aproximadamente R\$ 900 milhões (data base dezembro de 2016).

Ademais, considerando-se que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por terminais de GNL exclusivos, conforme discutido anteriormente, estima-se que seriam necessários seis novos terminais com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, com investimento total de R\$ 5 bilhões. Dessa forma, a Tabela 30, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos a partir de 2017.

Tabela 30. Investimentos previstos no horizonte de 2017-2026

Classificação	Previstos		Indicativos	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de transporte ¹	1	0,16	-	-
Terminais de Regaseificação de GNL ²	1	0,85	6*	5,14*
UPGNs ³	2	3,80	9	7,12
TOTAL	4	4,81	15*	12,26*

Notas: (1) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos de transporte – SAGAS. Para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AACE-18R-97);

(2) Estimado com base na média dos custos dos terminais implantados no Brasil corrigidos para dez/2016. 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. A estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

* Apenas se toda a demanda de ponta for atendida por UTEs a gás natural de Ciclo Aberto ligadas a terminais de GNL.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País.*
- > A capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica.*
- > Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.*
- > Estima-se um volume de produção líquida de 95 milhões de m³/dia em 2026.*
- > A oferta potencial projetada da malha integrada passa de cerca de 43 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 59 milhões de m³/dia em 2026.*
- > Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2026.*
- > Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m³/dia a partir de 2022.*
- > Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.*
- > No final do decênio, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicomcombustível (2,9 milhões de m³/dia) deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas.*
- > A oferta de gás natural não apresenta grande variação no período analisado. As principais variações se devem à redução no volume contratado no GASBOL e ao crescimento da produção nacional no pré-sal.*
- > A demanda total com despacho termelétrico médio apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.*
- > Na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas a partir de 2023, parte da demanda das termelétricas bicomcombustíveis teria que operar com o combustível substituto. Este fato pode não ocorrer, caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL do terminal de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE previsto no horizonte.*
- > A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84,2 milhões de m³/dia entre os anos de 2020 e 2026. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com*

capacidade de 14 milhões de m^3 /dia cada. Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural.

> Cabe ressaltar que dois destes terminais de GNL indicativos podem vir a ser os terminais já anunciados em Suape/PE e Rio Grande/RS, ou outros que se encontram e fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

> Nesse caso, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional, o que pode requerer grandes investimentos na malha.

> A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R\$ 17 bilhões, dos quais cerca de R\$ 5 bilhões em projetos previstos e R\$ 12 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, considera-se o caso em que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por 6 novos terminais de GNL exclusivos com capacidade de 14 milhões de m^3 /dia cada, resultando em investimento total de R\$ 5 bilhões.

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 e de oferta de biodiesel, no horizonte do PDE.

8.1 Etanol

OFERTA DE ETANOL NO BRASIL

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com os cuidados realizados no cultivo da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar, o que torna a análise dos aspectos conjunturais e estruturais do setor sucroenergético um fator fundamental para realizar as projeções da oferta.

O panorama geral recente desse setor evidencia que o alto endividamento de parte de suas empresas tem dificultado não apenas os investimentos *greenfields* (novas usinas), mas também os direcionados a *brownfields* (expansão e/ou *retrofit* de usinas existentes).

Este alto endividamento também trouxe reflexos negativos para a manutenção e para o aprimoramento do ativo biológico (renovação de canavial, desenvolvimento e inserção de novas variedades, etc.), afetando os parâmetros de produtividade e rendimento da indústria.

Registra-se que esse nível de endividamento e a situação econômica mais restritiva no país contribuíram para que os recursos captados pelo setor sucroenergético, junto ao BNDES, recuassem cerca de 60% em 2015 e mais 26% em 2016 (BNDES, 2017).

Desde o final de 2015, o setor sucroenergético tem aproveitado a elevação dos

Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos já refletem os sinais positivos advindos do RenovaBio, iniciativa lançada pelo Ministério de Minas e Energia, que visa expandir a produção de biocombustíveis no Brasil.

preços internacionais do açúcar para ampliar seu faturamento e quitar parte dessas dívidas, aumentando o direcionamento do ATR (açúcar total recuperável) para este produto, o qual atingiu 46% na safra 2016/17 (na safra 2015/16 esse valor foi de 40%) (MAPA, 2017a).

Observa-se que o setor está passando por um período de ajustes, no qual busca o equacionamento da sua situação financeira. Neste contexto, estão inseridas ações para melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade financeira.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. Como exemplo, citam-se a manutenção das linhas de financiamento e a diferenciação tributária entre o etanol e a gasolina,³⁰ além do retorno da política de alinhamento de preços às cotações internacionais da gasolina, adotados ao final de 2016.

³⁰ Em janeiro de 2017, houve o retorno da incidência do PIS e da Cofins sobre o etanol. Em julho, ocorreu um aumento nas alíquotas desses tributos, tanto para o etanol quanto para a gasolina, o que resultou em um incremento da diferenciação tributária entre esses combustíveis.

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 (tc/ha), área e qualidade da cana (ATR/tc)); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do etanol de segunda geração (lignocelulósico/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 Ciclo Otto: Versão Estendida 2030 (EPE, 2017a).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2017b) registrou 378 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem é de cerca de 750 Mtc (como um fator de capacidade de 90% do valor nominal), com base em informações da Conab, consultorias e agentes do setor. Considerando a moagem realizada na safra 2016/17 (671 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 89%.

Segundo ANP (2017a), as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção de anidro e hidratado de 120 mil m³/dia e 219 mil m³/dia, respectivamente, em dezembro de 2016. Considerando-se a média de dias de safra entre 2008 e 2012, estimou-se uma capacidade de produção de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 41 bilhões de litros, ao ano, respectivamente. O ano de 2016 não registrou nenhum fechamento de unidades; pelo contrário, três que estavam paralisadas retomaram suas

atividades. No entanto, existem ainda 45 unidades operando em situação de recuperação judicial, o que representa 76 milhões de toneladas de cana em capacidade efetiva de moagem.

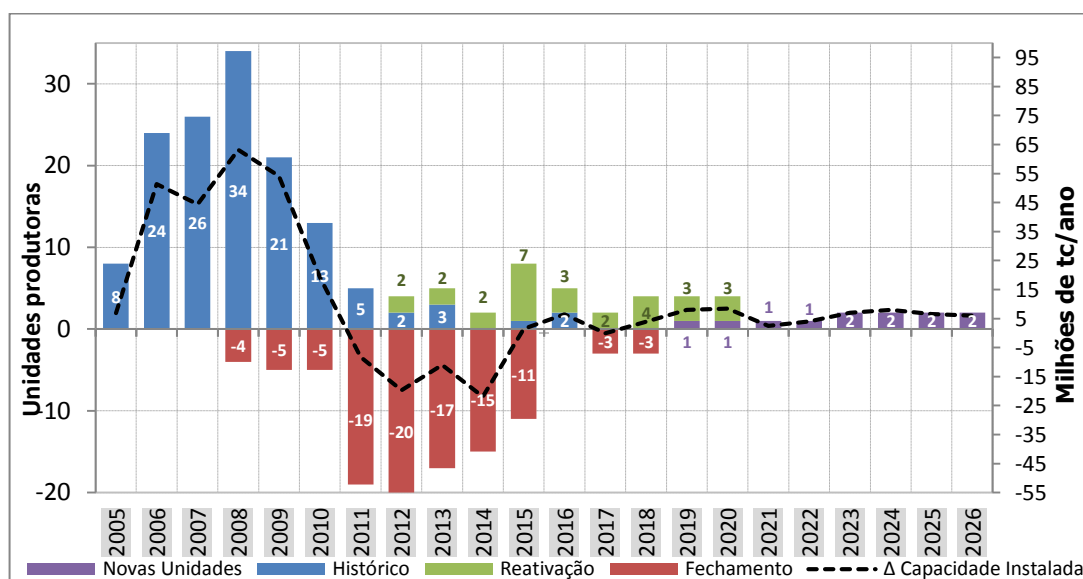
A projeção da capacidade de produção de etanol é analisada em dois períodos distintos: de 2017 a 2020 e de 2021 a 2026.

No primeiro período, os investimentos para expansão da capacidade são referentes a projetos já em construção; neste caso, existem duas unidades. Já no segundo período, dentre os cenários avaliados, foi escolhido o que considera a implantação de 10 unidades com capacidade de moagem específica de 3,4 milhões de tc/ano/usina (UDOP, 2015; UNICA, 2014).

Também é considerada a expansão da capacidade instalada de 24 unidades existentes, adicionando à capacidade produtiva cerca de 35 milhões de toneladas. O Gráfico 77 apresenta o fluxo de unidades produtoras (novas unidades, reativação e fechamento) e a variação da capacidade instalada ao longo do período decenal, bem como o seu histórico.

Para a construção de uma nova unidade de produção mista e de uma destilaria estima-se que o investimento médio seja de R\$ 344,80/tc e de R\$ 310,60/tc, respectivamente, conforme detalhado na Tabela 31.

Gráfico 77. Fluxo de unidades produtoras e variação de capacidade instalada



Fonte: EPE com base em MAPA (2017b), UDOP (2015) e UNICA (2014)

Tabela 31. Investimento médio para construção de novas unidades produtoras e de expansão das existentes

Custo Industrial	R\$/tc (R\$ de 2016)
Usina Mista (A)	228,3
Destilaria (B)	194,1
Cogeração (C)	57,1
Despesas Pré-operacionais (D)	2,3
Equipamentos Agrícolas (E)	57,1
Custo Total para Usinas Mistas (A+C+D+E)	344,8
Custo Total para Destilarias (B+C+D+E)	310,6
Custo de expansão de unidades existentes (Brownfield)	256,0

Fonte: EPE com base em UNICA (2014)

Com isso, os investimentos em capacidade industrial deverão ser da ordem de R\$ 13,3 bilhões referentes às novas unidades propostas e de R\$ 8,4 bilhões referentes às expansões levantadas, totalizando R\$ 21,7 bilhões no período decenal (PECEGE, 2016).

Na safra 2016/17, a idade média do canavial foi de 3,8 anos, modificando a trajetória de queda que vinha sendo observada desde a safra 2012/13, com a introdução do Prorenova (Programa de Apoio à Renovação e Implantação

de Novos Canaviais). Note-se que a renovação em percentuais abaixo do desejável traz reflexos negativos à produtividade média. A relação cana planta (1º Corte) / cana processada, na safra 2016/17, foi de aproximadamente 10% (a relação ideal seria 18%). (CONAB, 2017a).

Outro ponto relevante, observado na safra 2016/2017, foi a colheita da cana prematuramente (menos de 12 meses), fora do período ótimo, o que resultou na diminuição da produtividade agrícola e industrial. Soma-se a

isso, a realização dos tratos culturais (como fertilizantes e defensivos agrícolas, entre outros) em níveis aquém dos desejáveis, o que impactou diretamente na quantidade de açúcares da cana (qualidade da cana ou rendimento industrial) (kg de ATR/tc).

A colheita mecanizada foi implantada, principalmente, para atingir as metas impostas pelas leis e acordos ambientais de redução das queimadas. Contudo, observa-se um descompasso entre a mecanização da colheita e do plantio, além de outras operações ligadas ao cultivo da cana. Assim, o percentual de impurezas vegetais na cana colhida cresceu cerca de 4 pontos percentuais,³¹ entre 2007 e 2016, comprometendo a qualidade da matéria-prima que entra na usina. Além disso, aspectos já abordados anteriormente, como o clima, o uso de variedades não específicas, tratos culturais inadequados e falta de investimentos nos canais tem prejudicado a evolução do rendimento (kg de ATR/tc).

Neste ciclo de estudos, com vistas a avaliar o potencial de recuperação deste indicador, foram consultados diversos agentes do mercado, como consultorias especializadas, centros de pesquisa e gerentes agrícolas. Concluiu-se que, de fato, existem tecnologias e sistemáticas de produção capazes de elevar o rendimento. No entanto, o nível de endividamento do setor foi um impeditivo para estimar a adoção dessas práticas por todos os grupos.

Considerou-se então, que parte do setor (exceto aquela altamente endividada) buscará a implementação dessas práticas e tecnologias de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica.

Para isso, deverá haver a evolução do manejo varietal e agrônomico. Algumas ações importantes nesse sentido são: a adequação do espaçamento entre linhas do canavial; o

dimensionamento do talhão, de forma a evitar o pisoteio durante as manobras das colhedoras; o agrupamento de variedades e altura das leiras, para realizar o corte o mais próximo ao solo; e o plantio de variedades mais adequadas para cada tipo de solo e colheita.

Nesse ciclo de estudos, já foi considerada a inserção da cana-energia (CE). Entretanto, estima-se que esta variedade representará, em 2026, apenas uma pequena parcela da área total de produção de cana (aproximadamente 100 mil ha). Avaliou-se ainda que a CE deverá ser empregada apenas na produção de etanol, já que para a fabricação de açúcar ainda existem problemas a resolver na etapa de cristalização.

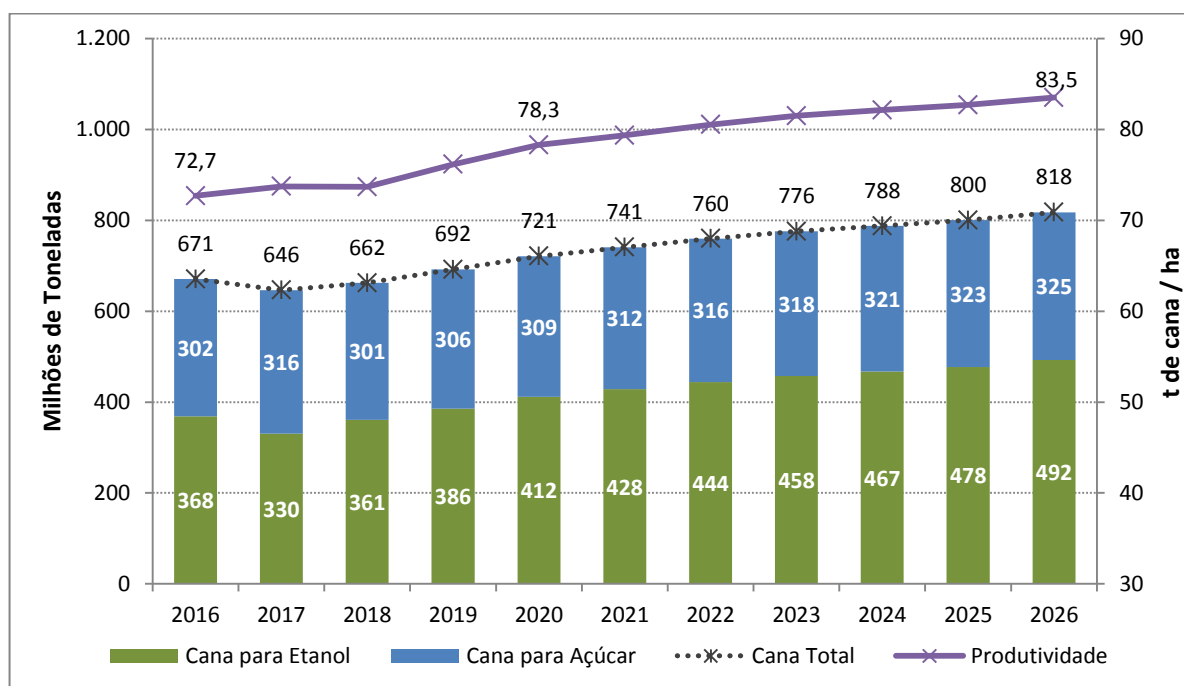
No horizonte decenal, estima-se que a área de colheita não terá um crescimento expressivo, saindo de 9,0 para 9,8 milhões de hectares. A produtividade crescerá 1,4% a.a., atingindo 84 tc/ha em 2026 e o rendimento, 0,4% a.a., alcançando 140 kg de ATR/tc em 2026.

Os investimentos em formação de canavial, que incluem o preparo do solo, plantio e tratos culturais, serão da ordem de R\$ 22 bilhões, sem considerar o arrendamento de terra. Para a determinação desses valores, utilizou-se como base o custo médio de formação do canavial para as regiões tradicional e de expansão da cana, de cerca R\$ 17,7/tc (PECEGE, 2016). Considerou-se também que cerca de 17% de todo o canavial será reformado a cada ano.

A partir da área de colheita e produtividade, estima-se que a projeção de cana colhida cresça a uma taxa de 2,0% a.a., atingindo 818 milhões de toneladas em 2026, conforme mostra o Gráfico 78. Nesse contexto, o percentual de cana destinada ao etanol varia de 55%, em 2016, para 60%, em 2026, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

³¹ As impurezas totais que entram nas usinas estão na faixa de 8 a 11%, sendo que as minerais não têm se alterado, situando-se na faixa de 1,0% – 1,5%. (CONSULCANA, 2017; CTC, 2014, 2017).

Gráfico 78. Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Fonte: EPE com base em CONAB (2017b) e MAPA (2017a)

O Brasil possui duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen) e uma experimental (Centro de Tecnologia Canavieira - CTC), com capacidade de produção nominal de 82, 42 e 3 milhões de litros, por ano, respectivamente.

As unidades comerciais enfrentam problemas técnicos (como na etapa de pré-tratamento e filtragem da lignina) que estão sendo resolvidos e, portanto, ainda operam abaixo da capacidade nominal.

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 eficiência do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

A produção de etanol 2G utilizará apenas pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá ser significativa somente no final do

período, atingindo cerca de 600 milhões de litros em 2026 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

A estimativa dos investimentos em novas plantas de etanol lignocelulósico considerou os valores das unidades comerciais em operação no Brasil. O montante totaliza R\$ 4,5 bilhões entre 2017 e 2026. Ressalta-se que esse valor deverá ser menor, em função da curva de aprendizagem do setor.

É importante destacar a Plataforma Biofuturo, lançada na COP22, que representa um novo esforço coletivo para acelerar o desenvolvimento e a implantação de biocombustíveis avançados e biomateriais, como alternativas sustentáveis aos combustíveis fósseis. A iniciativa conta com a participação de 20 países relevantes no cenário mundial e dá seguimento aos compromissos estabelecidos nos acordos internacionais, incluindo o de Paris (MRE, 2016).

A divisão do ATR total entre o açúcar e o etanol é feita considerando a maior rentabilidade do açúcar e a grande participação do Brasil no seu comércio mundial. Dessa forma, retira-se do ATR

total a quantidade necessária para atender às demandas de açúcar, obtendo-se, como resultado, a parcela destinada ao etanol.

O índice de transformação industrial do hidratado variará, no período decenal, de 1,669 para 1,657 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,746 para 1,734 kg ATR/litro, ambos por eficiência do processo de transformação do ATR em etanol, pela fermentação de alto teor alcoólico. Já o fator de conversão do açúcar permanecerá constante, em 1,049 kg ATR/kg (CEOXPO, 2016).

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 (ISO, 2016, 2017; MAPA, 2016).

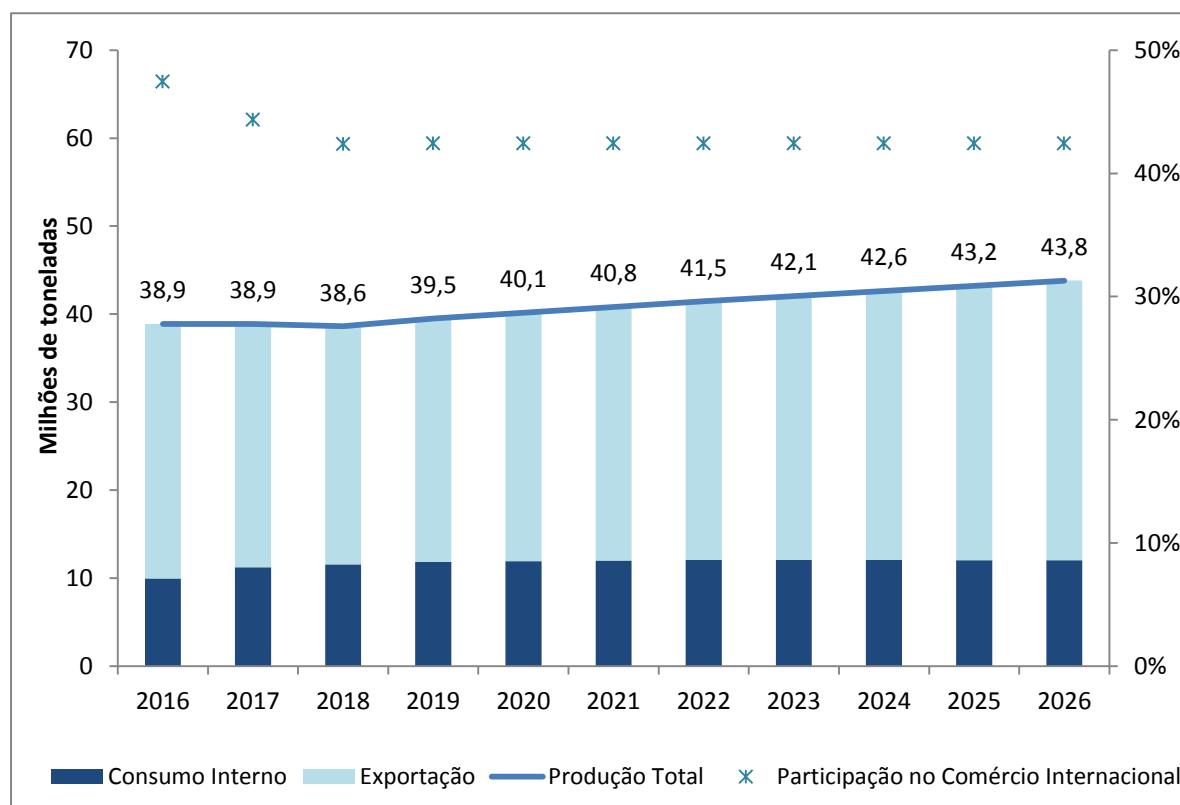
Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil mantém a sua posição de destaque, sendo

responsável por, em média, 43% do fluxo do comércio internacional, com base em: aumento de oferta para atender ao crescimento da demanda nos países importadores, a exemplo da África e Ásia (FAO, 2006, 2012, 2016); crescimento da produção em países como Tailândia (DATAGRO, 2017) e fim das cotas de produção de açúcar, a partir de 2017, pela União Europeia (DATAGRO, 2015).

Estas cotas foram estabelecidas pela Organização Mundial do Comércio, motivadas pelos subsídios que o governo europeu fornecia a seus produtores, que resultava em grandes volumes do produto, a baixos preços (*dumping*), influenciando no comércio internacional.

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada no Gráfico 79.

Gráfico 79. Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: EPE com base em FAO (2006, 2012, 2016), ISO (2016) e MAPA (2016, 2017a)

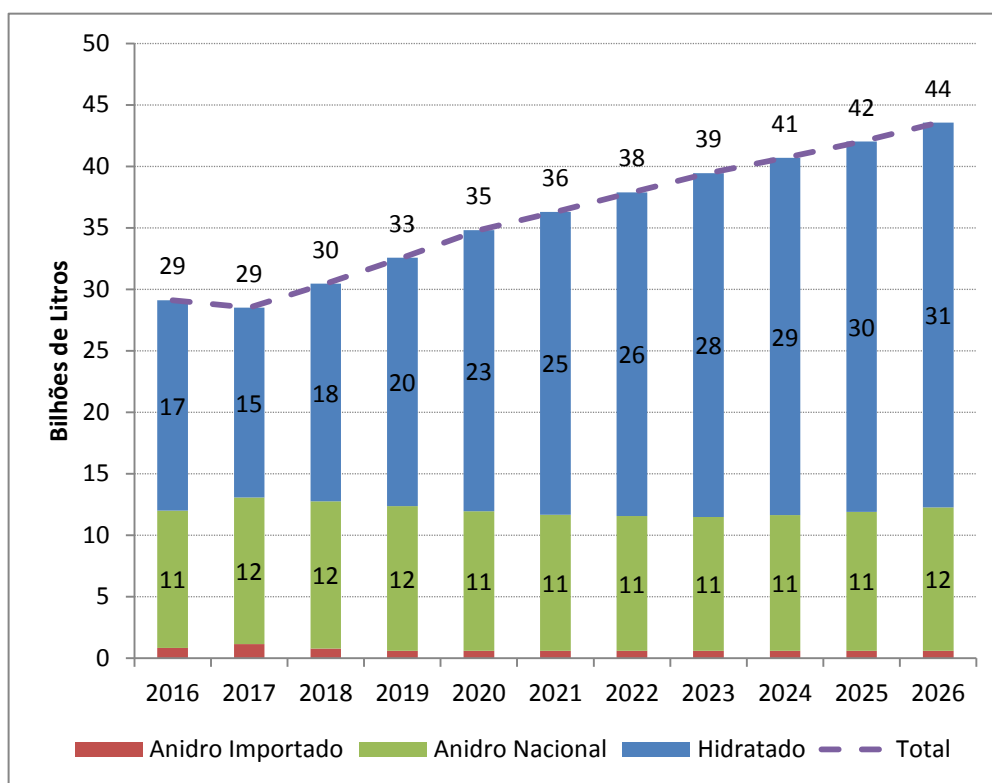
A produção de etanol a partir do milho também foi contemplada nesse Plano Decenal. Admitiu-se que as unidades produtivas são majoritariamente *flex* (já em operação), as quais permitem aproveitar ocasiões de baixa do preço do milho, visto que os custos logísticos do escoamento da região Centro-Oeste impactam a competitividade do produto no mercado internacional. Existe apenas uma unidade dedicada em grande escala, instalada em 2017, que possui planos de expansão. Projeta-se que a produção de etanol de milho alcance 900 milhões de litros em 2026. O investimento estimado é de cerca de R\$700 milhões, sendo que R\$450 milhões já foram aplicados na planta dedicada existente (MATO GROSSO, 2017).

Quanto às importações de etanol, admitiu-se que serão necessárias aquisições pontuais de

volumes de anidro no mercado externo, média de 500 milhões de litros/ano, para equilíbrio de mercado. Ressalta-se que o ano de 2017 apresentará elevados volumes de importações, cerca de 1 bilhão de litros, devido ao elevado preço do açúcar no mercado internacional, assim como à menor quantidade de ATR total disponível.

Por fim, a partir dos volumes de etanol lignocelulósico e de milho produzidos e do saldo de ATR, obtém-se a produção nacional de etanol, que somada ao etanol importado, resulta na oferta de etanol total, conforme apresentado no Gráfico 80. A taxa de crescimento da oferta total de etanol é de 4,0% a.a., alcançando 43,4 bilhões de litros em 2026. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 6,2% a.a., enquanto que o anidro decresce a 0,4% a.a..

Gráfico 80. Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: EPE com base em EPE (2017b)

DEMANDA TOTAL DE ETANOL

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional (combustível e outros usos) e internacional (a ser atendida pelo Brasil).

DEMANDA DO MERCADO INTERNO

A demanda de etanol combustível (anidro e hidratado) parte de 27 bilhões de litros em 2016, cresce a 3,8% a.a. e atinge 39 bilhões de litros em 2026. Esse aumento da demanda combustível 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. Para uso não combustível (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e álcoolquímicos), evolui de 1,2 bilhão de litros em 2016 para 1,4 bilhão de litros em 2026.

DEMANDA INTERNACIONAL

Brasil e Estados Unidos concentram, atualmente, 85% da produção mundial de etanol. O mercado internacional apresenta baixos volumes transacionados e poucos países participantes. Em todo o mundo, observa-se a tendência de diminuição dos incentivos para os biocombustíveis de primeira geração e a adoção de tecnologias veiculares mais eficientes. Apesar desses fatores, estima-se que os biocombustíveis continuarão importantes para a segurança do abastecimento, diversificação da matriz energética e redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE).

O ano de 2017 registrou um aumento considerável das importações de etanol, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, o que impulsionou a publicação da Portaria SECEX nº 32 (SECEX/MDIC, 2017). Esta dispõe que a isenção do Imposto de Importação sobre o biocombustível está limitada a uma cota de 150 milhões de litros por trimestre, a qual não poderá ultrapassar 1,2 bilhão de litros, em 24 meses.

Apresenta-se, a seguir, uma perspectiva da produção e uso de etanol com ênfase nos EUA e

União Europeia, 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 americana e, através do Padrão de Combustíveis Renováveis (*Renewable Fuel Standard* – RFS), estabelece a adição de biocombustíveis³² ao combustível automotivo, em percentuais crescentes até 2022 (EUA, 2007).

Incentivado pela EISA, o país tem apresentado recordes consecutivos na produção de etanol de milho (58 bilhões de litros em 2016), cujo principal destino é o atendimento à demanda interna, que tem se mantido estável, em torno dos 50 bilhões de litros (10% do consumo de gasolina). A política energética americana estabelece o mandatório de 10% de etanol³³ adicionado à gasolina (E10), (EIA, 2017).

Os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (o etanol de milho) estabelecida pela RFS (EUA, 2007). No entanto, a dificuldade para a produção a nível comercial do etanol celulósico permanece. Assim como em anos anteriores, a EPA se viu forçada a diminuir as metas da RFS para esta parcela (EPA, 2017), passando para 1,2 bilhão de litros em 2017, quando originalmente era de 20,8 bilhões de litros.

UNIÃO EUROPEIA

O bloco mantém a Diretiva 2009/28/CE como principal instrumento de promoção à utilização de fontes renováveis, com as metas

³² Em função da redução de GEE no ciclo de vida dos biocombustíveis, esse programa estabeleceu a seguinte classificação: renováveis (etanol e biobutanol de milho), avançado (etanol de cana-de-açúcar), diesel de biomassa (biodiesel) e celulósico (etanol e biodiesel celulósico).

³³ Misturas com 15% de etanol (E15) também são permitidas, dependendo da disponibilidade nos postos e da preferência do consumidor.

indicativas de participação do consumo final automotivo e da matriz energética total, de 10% e 20%, respectivamente, para 2020 (UE, 2009). Permanecem também as metas de 20% de mitigação de GEE (em relação aos níveis de 1990) e de aumento da eficiência energética - “Triplo 20” ou *Climate and Energy Package* (UE, 2008).

No entanto, uma nova proposta³⁴ foi lançada em 2016, com foco em fontes avançadas de energia, inclusive nos biocombustíveis de segunda geração. A União Europeia reforça a posição de desfavorecer os biocombustíveis tradicionais (etanol de cana e milho e biodiesel de oleaginosas). A demanda máxima desses biocombustíveis na demanda energética é de 7% em 2020, reduzindo para 3,8% em 2030. A proposta recebeu duras críticas de diversos setores da indústria e comércio (EC, 2017).

Além dos mercados dos Estados Unidos e União Europeia, Japão e Coreia do Sul, permanecerão como os principais importadores de etanol do Brasil.

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil, foram realizadas análises de mercado, que consideraram, entre outras, as restrições na produção brasileira deste biocombustível. Para os Estados Unidos, adicionalmente, tomaram-se como referência as estimativas de importação total americana do produto, elaboradas pela EIA, e as novas diretivas da EPA. Com base nesse panorama mundial apresentado, as exportações brasileiras de etanol partem de 1,8 bilhão de litros em 2016 e alcançam 2,6 bilhões de litros em 2026, com uma taxa de crescimento de 3,8% a.a..

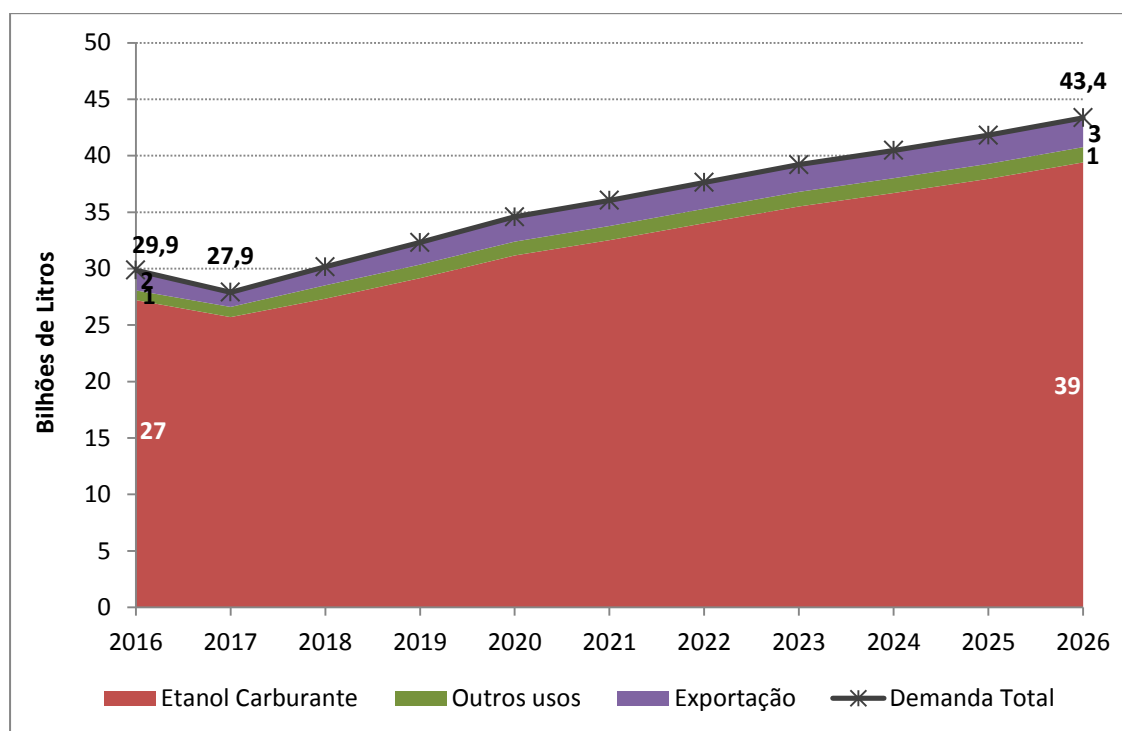
DEMANDA TOTAL

O Gráfico 81 consolida as demandas nacional (carburante e outros usos) e internacional de etanol no horizonte decenal.

A demanda total de etanol, incluindo exportação, tem uma taxa de crescimento de 3,8% a.a., alcançando 43,4 bilhões de litros em 2026, sendo o grande incremento advindo da demanda de etanol hidratado carburante.

³⁴ Nesta proposta, a UE definiu metas para 2020, permanecem as mesmas do Triplo 20; 2030, passam a 40% de redução nas emissões, 27% de participação de fontes renováveis e 27% na eficiência energética; 2050, redução de 85% a 90% nas emissões de GEE, comparadas às de 1990 (EC, 2017).

Gráfico 81. Projeção da demanda total de etanol



Fonte: EPE com base em EPE (2017b)

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 do mercado de etanol nos próximos dez anos, além do aumento da capacidade de armazenamento, faz-se necessário investir na diversificação dos modos utilizados na distribuição, para a eficiência do sistema de transporte.

Dentre os investimentos nos modos dutoviários e hidroviários, está o Projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de uma longa extensão de dutos próprios e a utilização de existentes, atravessando quatro estados e 87 municípios. O valor total estimado para o projeto é de 5,2 bilhões de reais, dos quais 1,7 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação.

A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 650.000 m³, sendo que os dutos

possuirão capacidade de movimentação de 13 Mm³/ano e extensão de 1.430 km.

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 Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação de 4 milhões m³/ano e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, as capacidades são de 2 milhões m³/ano e de 25 mil m³, respectivamente.

Em 2016, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2.300 m³ (LOGUM, 2017).

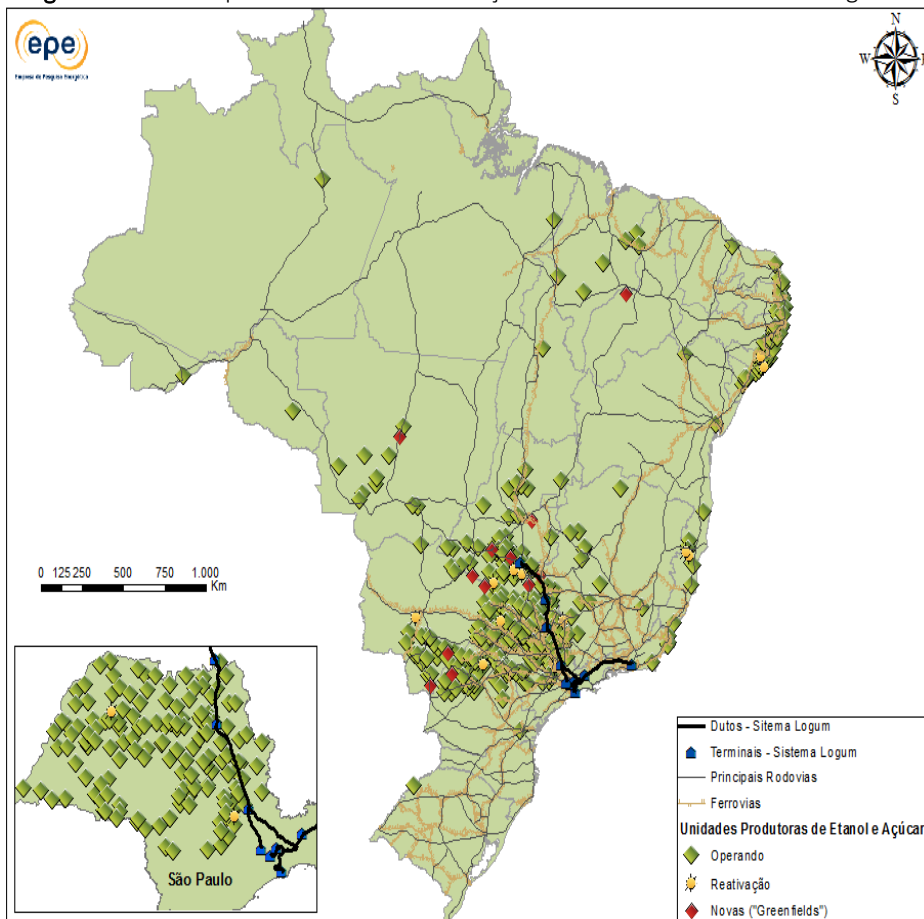
No modo ferroviário, os principais investimentos estão em trechos inaugurados nas ferrovias Norte-Sul e Centro Atlântica e na anunciada duplicação e reestruturação de 264 km

da malha ferroviária do Estado de São Paulo (A TRIBUNA, 2015). Investimentos em infraestrutura portuária também serão necessários.

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 28 resume a localização das usinas sucroalcooleiras brasileiras, bem como a infraestrutura logística existente e a ser construída.

Figura 28. Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



Fonte: EPE com base em MAPA (2017b), UDOP (2015) e UNICA (2014).

BOX 8.1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

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 sucroalcooleiro, com relação às políticas públicas.

Nesse sentido, reduziu-se a diferenciação tributária entre a gasolina e o etanol, adotada no cenário de referência para a oferta de biocombustíveis desse plano, que considera os sinais positivos do RenovaBio. Neste exercício, a perda de competitividade do etanol hidratado frente à gasolina C resultaria em que o setor decidisse não realizar todos os investimentos considerados neste ciclo de estudos (implantação de novas unidades, expansão e reativações). Registra-se que as demais premissas adotadas anteriormente não foram alteradas para a realização desta análise.

Como resultado, a estimativa de cana processada em 2026 seria de 768 milhões de toneladas (50 M ton inferior ao apresentado no Gráfico 77), o que redundaria em uma oferta total de etanol de 38,7 bilhões de litros, 4,6 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 que advém da trajetória de maior licenciamento de veículos leves. Nesse caso, constatou-se que os volumes de gasolina A e de etanol anidro alcançariam, respectivamente, 31,4 bilhões de litros (aumento de 3,1 bilhões de litros) e 11,6 bilhões de litros (aumento de 1,1 bilhão de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 23 bilhões de litros (um valor 5,8 bilhões de litros inferior ao cenário de referência).

8.2 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, consequentemente, 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, 2017) registram que a capacidade de geração a biomassa de cana

atingiu 9,4 GW em janeiro de 2017, um aumento de 60% nos últimos cinco anos.

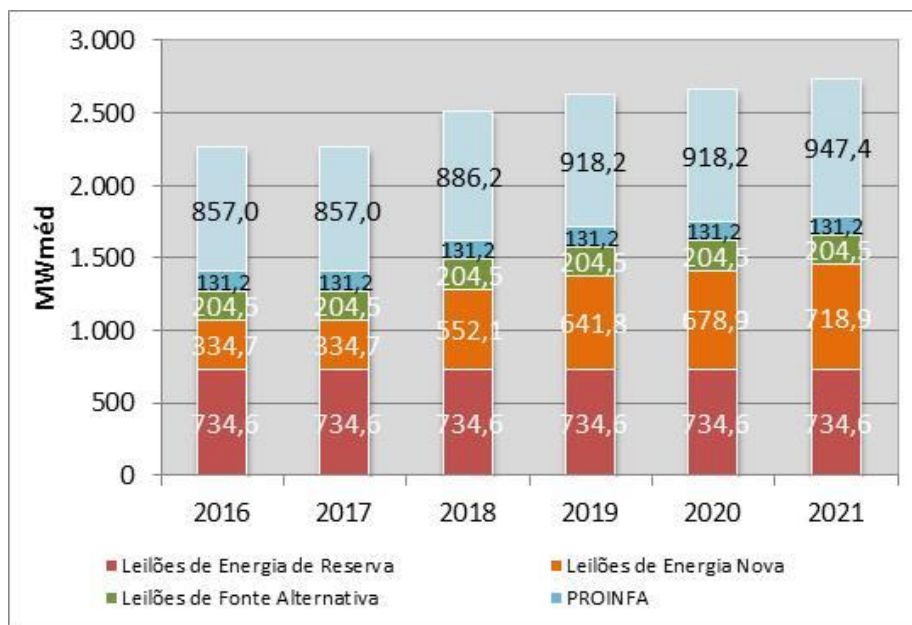
Além do bagaço, a cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se que, dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores terão colheita mecanizada na totalidade de seus canaviais, produzindo uma quantidade significativa dessa biomassa passível de aproveitamento energético.

Dentre as 378 usinas em operação, cerca de 200 unidades comercializam energia e, somente 50% destas o fazem através de leilões de energia. Até maio de 2016, foram realizados cinquenta e três certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroalcooleiras em vinte e um deles (CCEE, 2017). A energia total contratada pelas

usinas sucroalcooleiras no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1,8 GWmédios ao fim de 2021, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões. Ainda existe um montante extracertame de 950 MWmédios que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa de cana no ACL em 2021. Incluso no

montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 131,2 MWmédios, valor que deverá manter-se no período decenal. O Gráfico 82 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização no mercado livre, em acordos bilaterais.

Gráfico 82. 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. O leilão de energia existente (A-1) realizado em 2015 contratou cerca de 110 MWmédios para entrega no ano de 2016. Em outros anos, a oferta de bioeletricidade em leilão (A-1) foi irrisória.

Fonte: EPE com base em CCEE (2017) e ELETROBRAS (2017)

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 83 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 para o ano de 2026, o potencial técnico atinge 6,7 GWmédios, quase 5 GWmédios maior que o atualmente contratado no ACR. 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

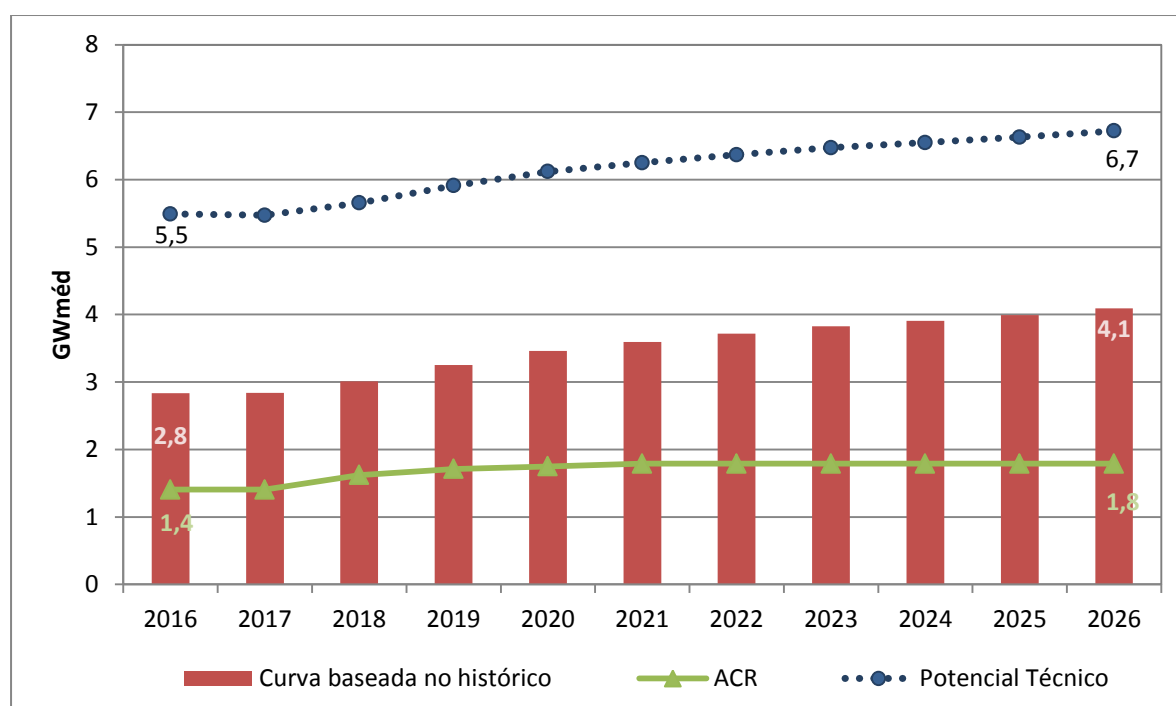
literatura: 500 e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas, segundo COGEN (2009) e EQUIPAV (2009), respectivamente. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir da biomassa de palhas e pontas seria de 7,2 GWmédios e 11,3 GWmédios, respectivamente, ao fim do período decenal.

Nesse mesmo sentido, está a utilização de outros resíduos, como a vinhaça e a torta de filtro. Ainda pouco empregados para geração de energia elétrica nas usinas sucroenergéticas, estes insumos dão origem ao biogás, resultado de sua fermentação.

Com base nos dados da Usina Bonfim, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016, foi possível estimar o potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro alcançando cerca de 3 GWmédios em 2026.

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 83. Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR

Fonte: EPE com base em CCEE (2017)

8.3 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até dezembro de 2016, foram produzidos 25 bilhões de litros pela indústria nacional (ANP, 2017b).

A Lei nº 13.263 (BRASIL, 2016) ampliou o percentual mandatório de biodiesel para 8% (B8), 9% (B9), e 10% (B10), em, respectivamente, doze, vinte e quatro e trinta e seis meses após a data de sua promulgação. A Resolução CNPE nº 11 (CNPE, 2017), publicada em 1º de março de 2017, dispôs a data de início da adição destes novos percentuais mandatórios como sendo primeiro de março de cada ano, a começar por 2017. Em reunião extraordinária do CNPE, realizada em 09 de novembro de 2017, o Conselho decidiu antecipar para março de 2018 o percentual obrigatório de 10% de biodiesel na mistura (ANP, 2017d).

Essa mesma Lei prevê a possibilidade da elevação da mistura obrigatória de biodiesel ao óleo diesel em até 15% (B15), após a realização de testes específicos, incluindo aproximadamente cinquenta testes a serem realizados por mais de vinte empresas distintas, distribuídos em mais de quinze municípios diferentes da Federação.

Estes ensaios, tal como ficou estabelecido na Portaria MME nº 80 (MME, 2017), têm como novo prazo para a finalização e validação do B10, fevereiro de 2018, e do B15, janeiro de 2019 (relatório final a ser publicado, respectivamente em abril de 2018 e março de 2019).

Além disso, existe a possibilidade do uso voluntário e em percentual superior ao obrigatório para casos específicos³⁵ (CNPE, 2015):

- 20% em frotas cativas ou consumidores rodoviários atendidos por ponto de abastecimento;

- 30% no transporte ferroviário;
- 30% no uso agrícola e industrial;
- 100% no uso experimental, específico ou em demais aplicações.

Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei. A partir da implantação da mistura B10 em março de 2018, haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel, visando atingir 15% em 2025, para atendimento da NDC do Brasil, no âmbito do Acordo de Paris.

O Governo Federal, por meio da ANP, promove leilões para aquisição de biodiesel, preferencialmente produzido por empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS), garantindo a compra e entrega do biocombustível para períodos especificados.

A primeira etapa do leilão, que em geral envolve 80% do volume total a ser comercializado, é restrita a empresas que possuam o SCS, enquanto que os 20% restantes são abertos à participação de qualquer empresa produtora.

A Portaria MME nº 116 (MME, 2013) incluiu a modalidade de leilão com opção de compra, possibilitando a transferência de responsabilidade sobre o estoque regulador e estratégico para as usinas de biodiesel, sendo aplicada desde julho de 2013. Até agosto de 2017 foram realizados 56 leilões e comercializados 28 bilhões de litros de biodiesel (ANP, 2017c).

Nos leilões 49 e 50, realizados em 2016, e 53 a 56, de 2017, foram vendidos volumes de biodiesel destinados a setores que podem optar por teores maiores que o mandatório, que totalizaram 4 milhões de litros (ANP, 2017c).

Esse mercado, ainda incipiente, poderá crescer visto que parte da venda do leilão 53 foi para abastecer unidades de geração de energia elétrica do Sistema Isolado no norte do país, onde

³⁵ As cidades de Brasília (DF) e Curitiba (PR) já possuem programas e/ou acordos voltados às mudanças climáticas e à melhoria da qualidade do ar, a fim de minimizar as emissões de GEE e outros poluentes locais.

o combustível produzido localmente, com matéria-prima da região, pode ter preços mais atrativos que o diesel fóssil que requer logística especial de entrega em pontos remotos.

Nos próximos 10 anos, o óleo de soja deverá permanecer como o insumo mais importante para a produção de biodiesel, o que acontece desde a implantação do PNPB. O Brasil é o segundo maior produtor mundial desta oleaginosa, e há uma tendência de que a produção cresça vigorosamente nos próximos anos, o que poderá garantir os aumentos dos percentuais mandatórios de biodiesel.

O sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, e deverá manter uma posição de destaque no horizonte decenal, embora seu percentual de participação possa diminuir, devido à entrada de novos insumos e ao aumento da participação do óleo de soja.

Em relação ao custo de produção do biodiesel, a matéria-prima corresponde a 80% do total (IEA, 2004). Portanto, o preço do óleo tem importância fundamental sobre a produção. Para os próximos dez anos, estima-se que este preço acompanhará os valores das *commodities* em geral.

A diversificação do *mix* de matéria-prima para a produção de biodiesel dependerá do sucesso de programas governamentais, tais como o Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Propalma). Este tem por objetivo ordenar a expansão da cultura da palma, garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Além disso, institui o Zoneamento

Agroecológico, indicando como áreas aptas à expansão produtiva da palma somente terras onde há ocupação do homem, exercendo diversas atividades (áreas antropizadas) (BRASIL, 2013). Assim, o óleo de palma poderá ter contribuição expressiva como insumo ao fim do período decenal, ultrapassando inclusive a gordura animal.

Os resultados positivos do Propalma deverão surtir efeito também para atendimento a outras demandas, já que o Brasil é importador desse óleo para outros fins (alimentício e cosmético).

A Embrapa tem resultados promissores com o cultivo da palma, inclusive para adaptação em outros ambientes geoclimáticos, além da tradicional Amazônia legal (EMBRAPA, 2010).

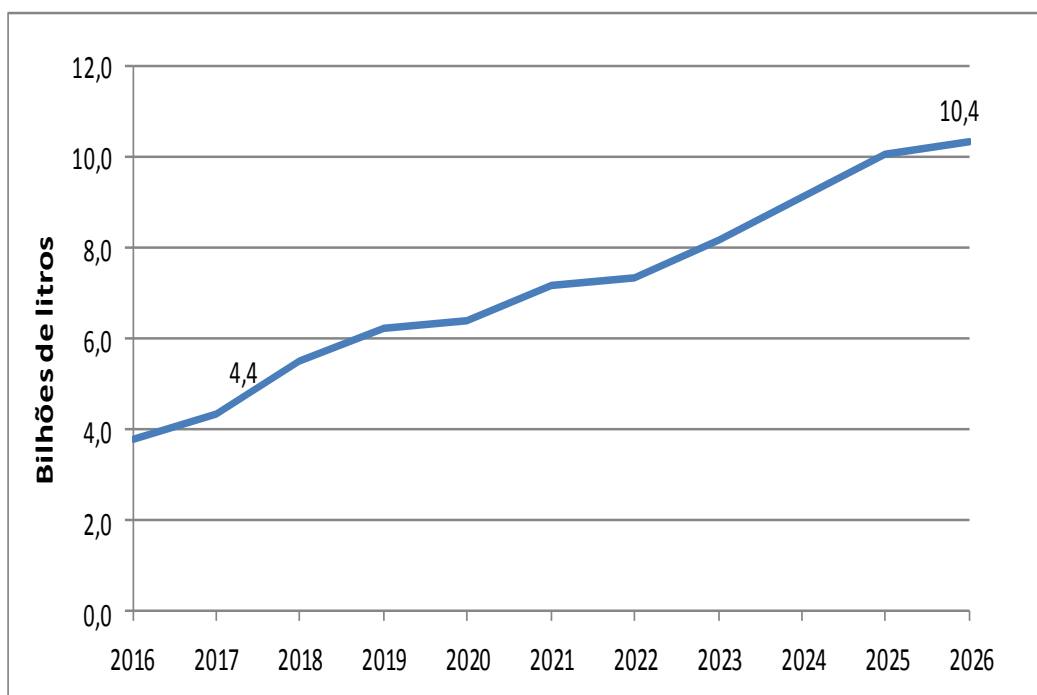
Ressalta-se que as demais culturas produtoras de óleo (mamona e girassol) não foram expressivas desde o início do PNPB e não deverão ocupar papel de destaque.

As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II e nas demais considerações já descritas. Este resultado está apresentado no Gráfico 84.

Já a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2017 e 2026 são apresentados na Tabela 32.

Para estimar a capacidade instalada em 2026 foram consideradas as atuais solicitações de aumento de capacidade e os novos empreendimentos que já estão autorizados pela ANP.

Gráfico 84. Demanda de biodiesel



Fonte: EPE (2017b)

Tabela 32. Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2017 e 2026 (milhões de litros)

Região	2017			2026		
	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço
Norte	242	464	(222)	242	1.172	(931)
Nordeste	455	683	(228)	506	1.688	(1.182)
Sul	2.924	865	2.059	3.526	2.112	1.414
Sudeste	994	1.677	(683)	994	3.742	(2.748)
Centro-Oeste	2.920	669	2.251	3.478	1.654	1.824
Brasil	7.535	4.358	3.177	8.745	10.368	(1.623)

Fontes: EPE com base em ANP (2017d).

Os investimentos³⁶ em ampliação e construção de novas unidades, que já foram autorizadas pela ANP, totalizam aproximadamente R\$ 450 milhões durante o período decenal. As regiões Norte, Nordeste e Sudeste não serão autossuficientes em 2017, condição que continua até 2026, com balanço até mais desfavorável.

A capacidade excedente de produção (Centro-Oeste e Sul) vem sendo observada desde a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Como havia a expectativa de sucessivos aumentos do mandatório, por parte do setor, isso se traduziu em aumento da capacidade instalada, principalmente por empresas do complexo da soja, mesmo após 2010, quando o mandatório ficou estacionado em 5% por quatro anos.

No entanto, durante os últimos três anos, observou-se um aumento rápido dos percentuais de biodiesel obrigatórios na mistura. Com os novos teores previstos, será necessário aumentar a capacidade instalada, com investimentos³⁶ de cerca de 1,5 bilhão de reais, além dos projetos já autorizados pela ANP.

Nesse sentido, poderá ocorrer uma maior mobilização do setor, que tem se mostrado muito dinâmico, para novos empreendimentos.

Nos últimos dois anos observou-se a paralisação das atividades de várias empresas, principalmente as de pequeno porte, que tiveram dificuldades em ofertar biodiesel a preços competitivos nos leilões. Nota-se que as companhias verticalizadas se mantêm economicamente mais estáveis que as pequenas não verticalizadas.

Contudo, há um movimento no sentido de tornar obrigatória a aquisição de biodiesel

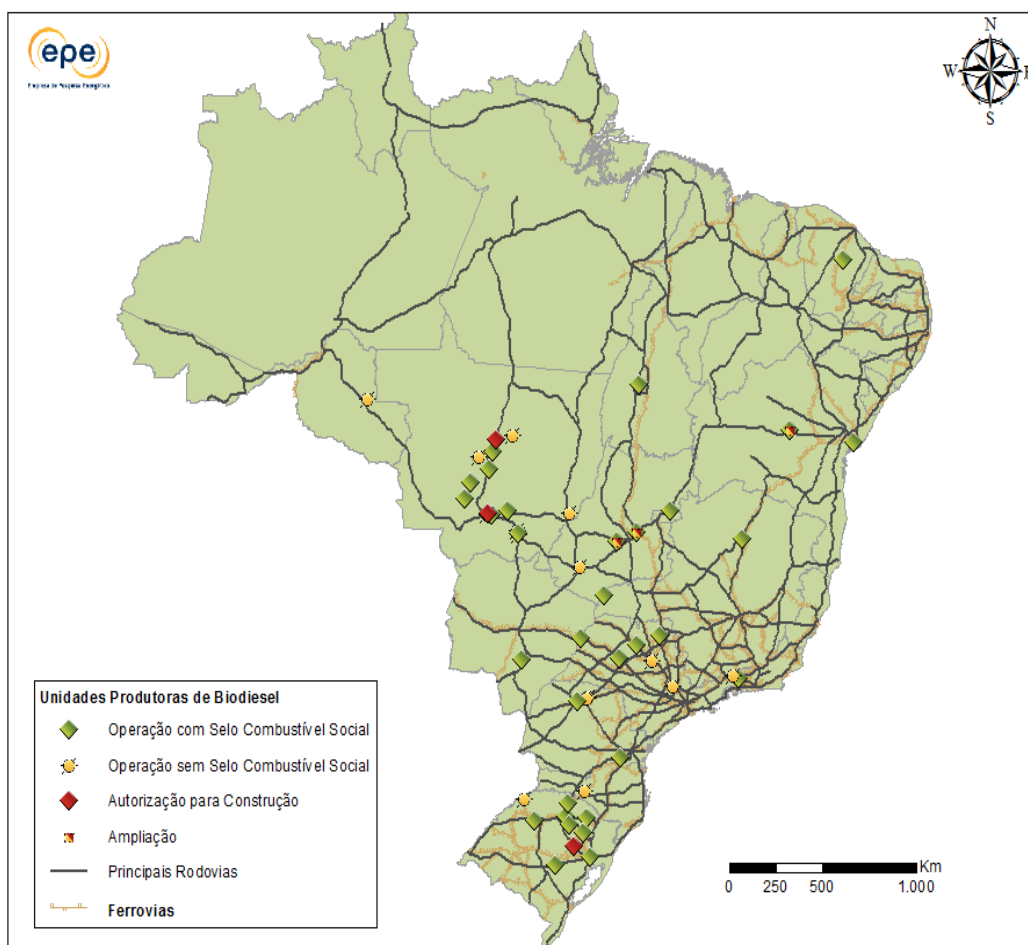
produzido pelos pequenos produtores, o que possibilitaria a sua manutenção no mercado.

INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE BIODIESEL

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel é apresentada na Figura 29, além da localização das usinas de produção já autorizadas pela ANP, distinguindo as que possuem ou não o Selo Combustível 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, o transporte de biodiesel tende a permanecer neste modo, por questões de escala. Consumos maiores que os previstos na legislação atual poderão implicar em uma revisão da logística de transporte, utilizando o modal ferroviário como alternativa para algumas regiões.

³⁶ Os valores de investimento referem-se exclusivamente à implantação de usinas de processamento de biodiesel, não contemplando aqueles necessários ao processamento para obtenção de óleos de diferentes oleaginosas ou materiais graxos. Para novos investimentos, foi considerado um limite mínimo de ociosidade de 20%.

Figura 29. Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: EPE com base em ANP (2017d).

BOX 8.2 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Visando identificar os impactos no abastecimento nacional de combustíveis para o ciclo diesel, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando que o percentual mandatório de biodiesel (B100) na mistura seria mantido em 10%, desde 1º de março de 2018 até o ano de 2025. Em 2026, o percentual se elevaria para 11%.

Como resultado, a demanda de biodiesel atingiria 7,6 bilhões de litros em 2026 (cerca de 3 bilhões de litros inferior ao cenário de referência), o que representaria um crescimento de 4,4% a.a.. Com isso, a demanda de Diesel A seria de 65 bilhões de litros, o que resultaria em importações da ordem de 8 bilhões de litros (3 bilhões de litros superior ao cenário de referência).

Neste cenário, o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória de biodiesel, estaria positivo em todo o horizonte decenal, embora no último ano esta capacidade se aproximasse do valor previsto para a demanda.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Os biocombustíveis continuarão a ter participação relevante na matriz energética brasileira no próximo período decenal. O setor sucroenergético já possui papel de destaque na produção de etanol e vem aumentando sua contribuição na matriz elétrica com a bioeletricidade.*
- > Com investimentos em renovação do canavial, tratamentos culturais adequados e o ajuste entre a mecanização da colheita e do plantio da cana-de-açúcar, estima-se que ocorrerá uma recuperação dos indicadores de produção dessa cultura (produtividade agrícola e rendimento industrial em ATR/tc).*
- > Além disso, espera-se a redução de custos de produção e o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Tais fatos,, associados à necessidade de incremento da capacidade de moagem, motivarão investimentos em unidades greenfields e na expansão de algumas unidades existentes.*
- > Considera-se, também, a introdução da cana-energia em pequenos percentuais e que, a produção de etanol 2G será significativa somente no final do período. Já a produção de etanol de milho ocorrerá, principalmente, com plantas flex .*
- > A oferta total de etanol alcança 44 bilhões de litros em 2026, sendo 39 bilhões de litros relativos ao etanol hidratado.*
- > 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 haja 6.700 MW médios disponíveis para comercialização em 2026.*
- > 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.*
- > O setor de biodiesel tem se mostrado muito dinâmico, portanto, não deverão ocorrer gargalos em relação à capacidade instalada de produção.*
- > Em termos estratégicos, 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.*
- > A exportação de glicerina tem se tornado fonte importante de receita para as usinas de biodiesel.*

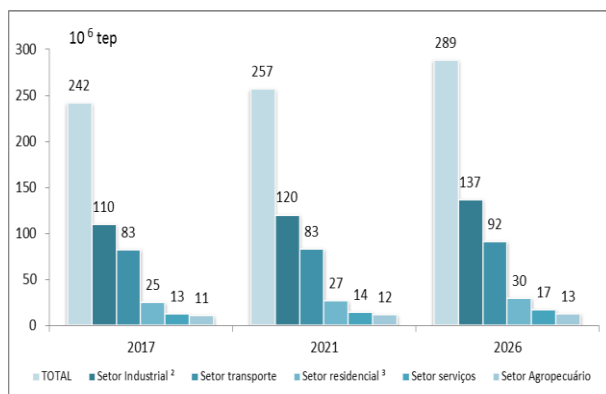
9. Eficiência Energética e Geração Distribuída

9.1 Eficiência Energética

Os resultados da energia conservada 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, 2016.

Estima-se que a demanda de energia final atinja 289 milhões de tep em 2026, com taxas médias de crescimento de 2% ao ano. O setor industrial contribui com cerca de 47% do consumo em 2026.

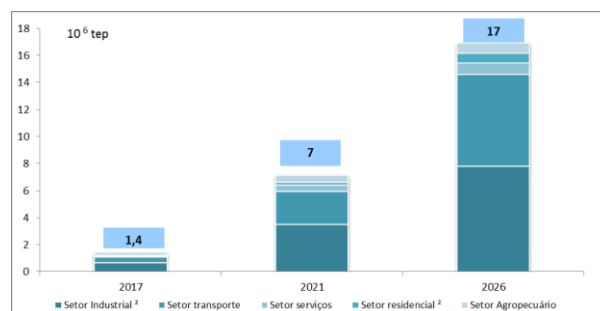
Gráfico 85. Consumo final de energia



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. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.
(2) Inclui setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

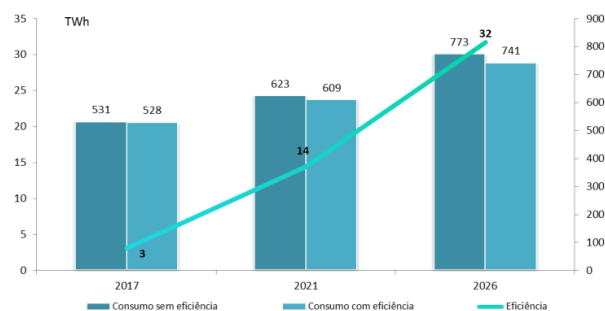
O Gráfico 86 apresenta os resultados da contribuição da eficiência energética, que em 2026 podem atingir 17 milhões de tep, equivalente a 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.

Gráfico 86. Energia conservada total



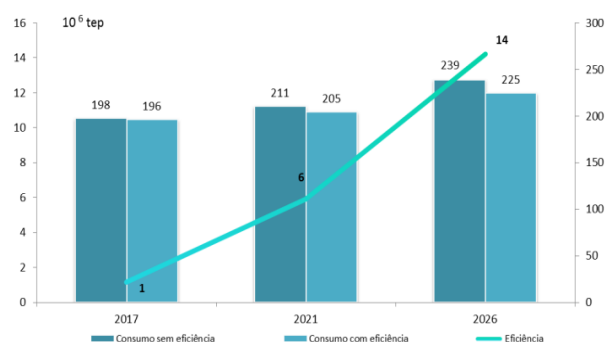
Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.
(2) Inclui setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

A energia elétrica conservada em 2026, 32 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a uma UHE de Itaipu (parte Brasileira). Especificamente no ano de 2025, o montante estimado de eficiência energética corresponde a aproximadamente 4% da demanda elétrica, diferindo da contribuição do setor energético para a NDC brasileira, que foi de 8%. Tal diferença se deve essencialmente ao ano base adotado para efeito dessa estimativa: enquanto essa contribuição foi estimada assumindo-se 2013 como ano base, no caso do PDE 2026, o ano base adotado foi 2016. Isso faz com que os ganhos estimados devidos principalmente à trajetória de ganhos proporcionados pela retirada de comercialização de lâmpadas incandescentes no mercado brasileiro no período 2013-2016 fossem desconsiderados. Caso esse efeito desses anos fosse considerado no PDE 2026, o percentual de eficiência energética em 2025 seria de 8%, equivalente ao estimado à época da elaboração da NDC brasileira.

Gráfico 87. Consumo de energia elétrica e energia conservada

Notas: (1) Inclui autoprodução.
 (2) Inclui setor energético.
 (3) Compreende domicílios urbanos e rurais.

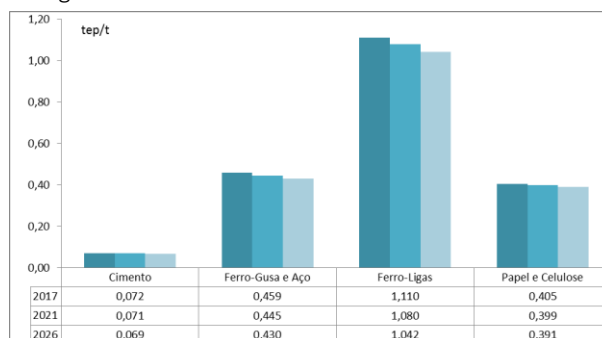
A projeção da eficiência energética no consumo de combustíveis atingirá 14 milhões de tep em 2026. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano (2026), se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 285 mil barris por dia, ou aproximadamente 13% do petróleo produzido no País em 2016.

Gráfico 88. Consumo de combustíveis e combustível economizado

SETOR INDUSTRIAL³⁷

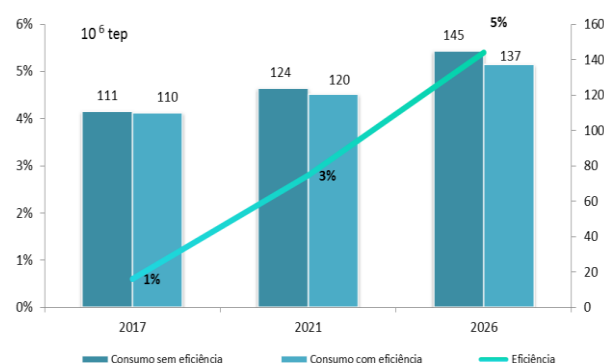
A eletricidade representa 17% do consumo total de energia no uso final, são ainda relevantes, como fonte de energia para o setor industrial, o bagaço de cana (26%) e o gás natural (14%).

O consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados, com destaque para o segmento de ferro-ligas, com redução no período de 0,069 tep/t, como mostra o Gráfico 89.

Gráfico 89. Setor industrial: consumo específico de energia

Nota: Inclui a conservação de energia.

A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada no Gráfico 90. Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 5% em relação à demanda de energia final prevista para 2026, equivalente a aproximadamente 8 milhões de tep, equivalente ao consumo de energia do setor comercial (8,5 milhões de tep) no ano de 2015 (BEN 2015).

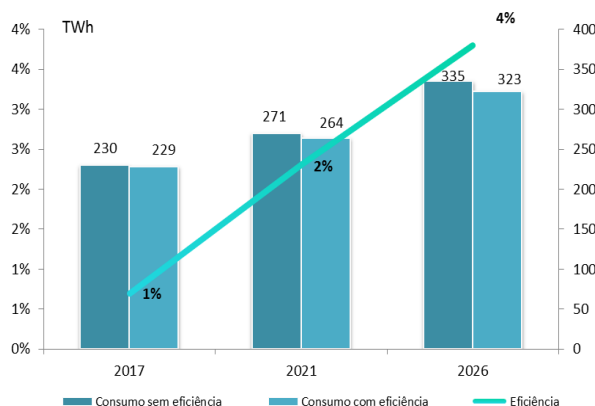
Gráfico 90. Setor industrial: consumo de energia e energia conservada

Nota: Inclui o setor energético

³⁷ Inclui o setor energético, classificação utilizada no Balanço Energético Nacional, onde se enquadra o consumo de energia devido ao segmento de produção de energia: exploração e produção de petróleo/gás natural, transporte de gás natural, refinarias de petróleo, destilarias, coquearias e carvoarias.

Para a eletricidade, o Gráfico 91 mostra os principais resultados. A conservação elétrica atinge 4% em 2026, equivalente a aproximadamente 12 TWh. Esse montante conservado em 2026 equivale ao consumo de eletricidade das indústrias de mineração e pelotização (12,7 TWh), dados do BEN 2016.

Gráfico 91. Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



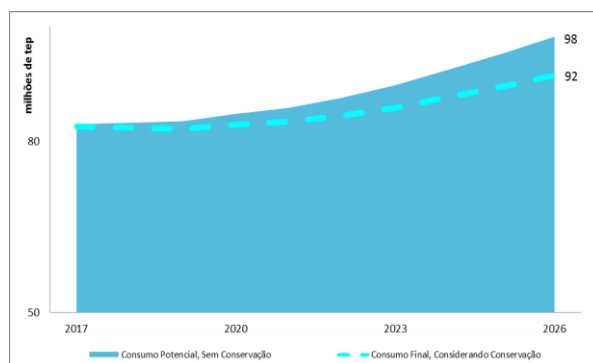
Nota: Inclui o setor energético

SETOR DE TRANSPORTES

Consideram-se, entre outros, as melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias como a híbrida, a substituição para modos menos energo-intensivos, mudanças culturais no uso do transporte individual que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos. Assim como o aumento da importância do modo rodoviário coletivo e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema.

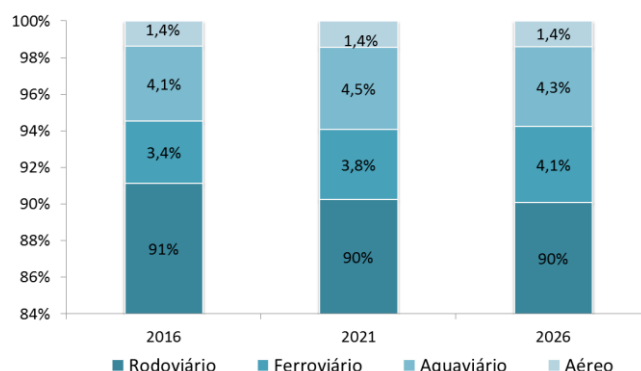
Somente com a eficiência de cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 7% em 2026, conforme o Gráfico 92.

Gráfico 92. Ganhos de eficiência



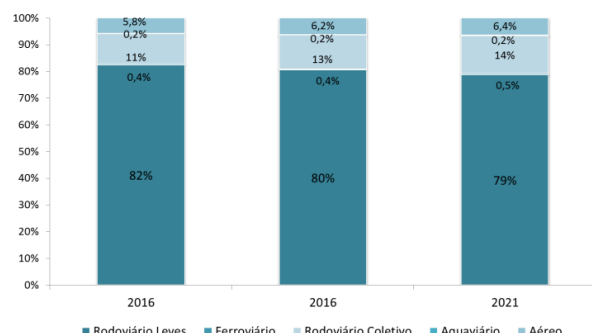
A atividade total do transporte de cargas deve aumentar 3,5% ao ano entre 2016 e 2026 no cenário referencial. A demanda do transporte de carga permite um aumento da participação de modos menos energo-intensivos, especialmente o ferroviário, conforme indicado no Gráfico 93.

Gráfico 93. Participação dos modos na demanda energética do transporte de cargas



Em termos energéticos, a demanda do transporte de passageiros cresce em média 1,6% ao ano. A diferença em relação à taxa da atividade é explicada, em grande medida, pelos avanços tecnológicos, com avanços significativos na eficiência energética de veículos de transporte de passageiros. O aumento da importância do modo rodoviário coletivo e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema, o Gráfico 94 mostra os principais resultados.

Gráfico 94. Participação dos modos na demanda energética do transporte de passageiros



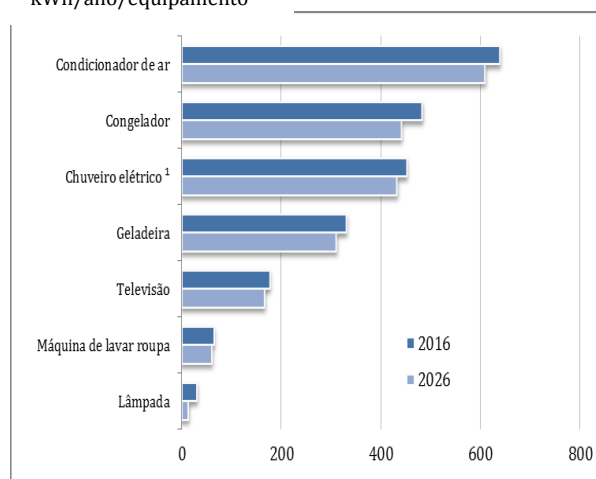
SETOR RESIDENCIAL

No setor residencial, destacam-se os consumos de eletricidade, GLP, gás natural, lenha e carvão, sendo que a eletricidade é a fonte que mais contribuirá para a conservação de energia nos domicílios entre 2016 e 2026.

No horizonte deste PDE, o estoque de eletrodomésticos em poder das famílias crescerá, devido à elevação da renda média e ao número de novos domicílios. O aumento da posse de equipamentos introduz aparelhos novos mais eficientes nas residências, levando à redução do consumo médio do estoque – como mostrado no Gráfico 95 e, conseqüentemente, ao aumento da conservação de energia elétrica.

Gráfico 95. Consumo médio

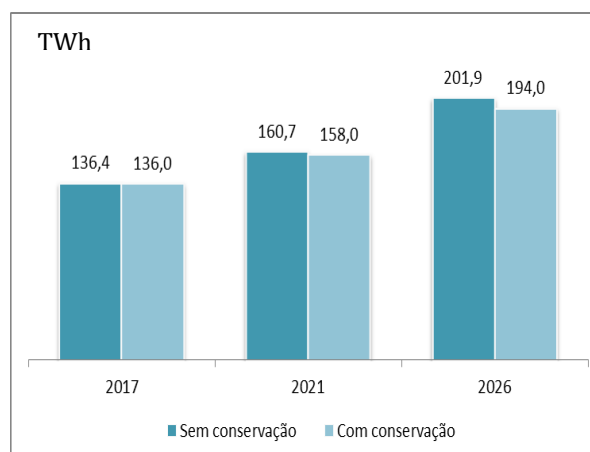
kWh/ano/equipamento



Mesmo com a posse relativamente estável, os dispositivos de iluminação serão os responsáveis pela maior parte da conservação de energia nos domicílios, resultado do fim da comercialização de lâmpadas incandescentes mais populares nas residências em 2016 – conforme a Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 1.007 de 31 de dezembro de 2010 – e da maior penetração de lâmpadas fluorescentes compactas e de LED (*light-emitting diode*).

Dessa forma, a conservação de energia elétrica no setor residencial será de 4% do consumo total. Cabe destacar que o aumento da renda, acima da trajetória considerada, levaria a um crescimento da venda de equipamentos novos mais eficientes e taxas mais elevadas de conservação de energia, tudo mais mantido constante.

Gráfico 96. Consumo de eletricidade no setor residencial



Com relação aos demais combustíveis, utilizados predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destacam-se o GLP e o gás natural. Nesse caso, haverá redução do consumo específico dos fogões e fornos em função do aumento do rendimento médio dos queimadores, sujeitos à etiquetagem compulsória. Contudo, esse efeito é em parte compensado pelo aumento do consumo de alimentos que demandam mais energia em seu preparo, como as carnes.

Por fim, no que se refere ao aquecimento de água, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, crescerá a utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), atingindo 13,6% dos domicílios em 2026, resultado

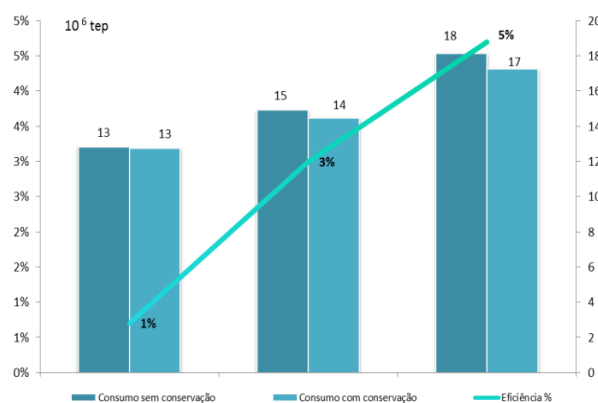
conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e de programas de habitação de interesse social, que podem incluir a obrigatoriedade do uso dessa tecnologia. Dessa forma, em função do número de domicílios que substituirão a eletricidade por gás natural e aquecimento solar entre 2016 e 2026, o consumo evitado de eletricidade no aquecimento de água será de 2,6 TWh em 2026.

SETOR DE SERVIÇOS

O setor de serviços, que considera o comercial e público, de acordo com o BEN 2016 (EPE, 2016), tem um consumo de energia corresponde a 3,5% do consumo final energético do país. A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 90% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5%.

A projeção de conservação de energia no setor serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 5% do consumo projetado em 2026, reduzindo o consumo final para aproximadamente 850 mil tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao setor têxtil no ano de 2015 (BEN 2016).

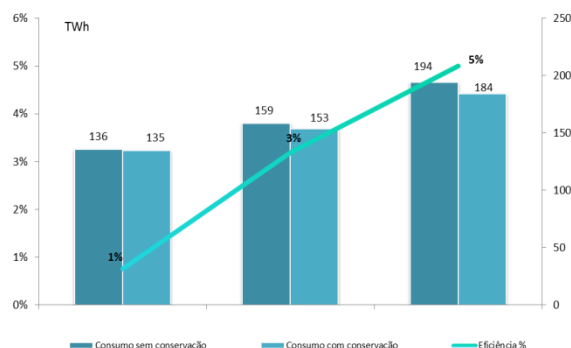
Gráfico 97. Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia



A conservação da energia elétrica foi calculada em 5% do consumo projetado em 2026, reduzindo o consumo final em aproximadamente 10 TWh nesse ano, que equivale a 7% do consumo do setor de

serviços no ano de 2015 (BEN 2016), conforme apresenta o Gráfico 98.

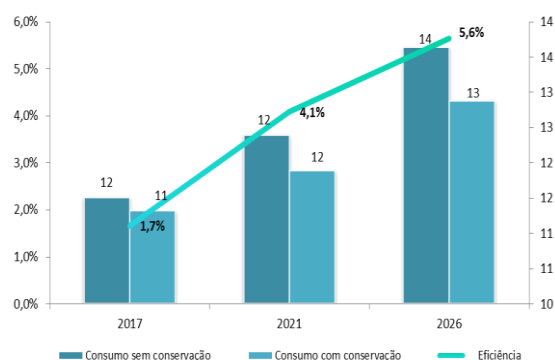
Gráfico 98. Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



SETOR AGROPECUÁRIO

No setor agropecuário os ganhos de eficiência energética na evolução da demanda desse setor indicam que os efeitos combinados dos progressos tendenciais e induzidos resultam em um abatimento da demanda setorial de energia em torno de 5,6% ou 769 mil tep em 2026 (Gráfico 99), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 57% e a eletricidade com 30%.

Gráfico 99. Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



BOX 9.1 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL: DESAFIOS E PERSPECTIVAS

Eficiência Energética (EE) significa realizar o mesmo, ou mais, serviço energético com menor quantidade de energia. Embora o conceito pareça simples, a sua execução tem enfrentado barreiras ao longo do tempo no Brasil. O país possui experiência com programas de conservação de energia desde 1984, com destaque para o Programa Brasileiro de Etiquetagem, PROCEL, CONPET, Programa de Eficiência Energética promovido pela ANEEL e o estabelecimento de índices mínimos de EE para equipamentos comercializados no Brasil (lei 10.295/2001). Apesar disso, não se pode dizer que já houve a criação de um mercado sustentável de EE como resultado dessas iniciativas.

De um modo geral, a dificuldade de articulação entre os diversos agentes públicos e privados é uma barreira que se apresenta em grande parte dos setores e indica que aspectos de institucionalidade da EE ainda não estão resolvidos no país, dificultando a proposição e coordenação de ações. A falta de modelos de negócio adequados para financiamento dos projetos de eficiência também precisa ser superada.

Alguns setores apresentam problemas específicos. No setor público, por exemplo, há barreiras de cunho fiscal e financeiro, além de entraves na política de compras/licitações públicas. Na indústria, os investimentos em eficiência energética não são priorizados, por causa do menor peso do custo da energia na maioria dos segmentos, pela falta de uma cultura industrial que dê importância a EE e dificuldade em medir os resultados. Já no setor de transportes há problemas graves de institucionalidade e coordenação de ações em âmbito local, estadual e federal, além de impedimentos de ordem burocrática, falta de conhecimento de tomadores de decisão e má alocação de investimentos que impedem progressos nesse setor. E nas edificações, faltam requisitos mínimos nos códigos municipais e normas de desempenho mínimo para prédios, e há conflitos de interesse entre quem constrói (que quer o menor custo) e quem ocupa os prédios (que vai pagar pelo consumo). Para que a eficiência energética seja colocada em prática, ações bem estruturadas precisam ser construídas estimulando diferentes agentes da sociedade a agirem em relação ao tema. Até então, o planejamento da eficiência energética tem seguido uma visão estratégica baseada em três pilares (1) identificação dos potenciais de eficiência, (2) elaboração de portfólio de políticas e ações de incentivo, e (3) monitoramento e avaliação de resultados.

9.2 Geração Distribuída

A relação do consumidor com a energia vem se alterando nos últimos anos. O aumento do poder de escolha – uma tendência geral na sociedade – tem se materializado no setor de eletricidade através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída. O consumidor, podendo gerar sua própria energia, evolui de uma posição passiva para ativa no setor elétrico.

No Brasil, esse tipo de modalidade de geração foi regulamentado em 2012 pela ANEEL, através da Resolução Normativa (REN) nº 482, que institui o modelo de *net-metering* no país. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

A partir da regulamentação, a adoção de sistemas de geração própria teve um início tímido, mas começou a se popularizar. Em 2016 houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MW instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades (ANEEL, 2017). Apesar do crescimento recente, essa modalidade de geração ainda é insignificante no Brasil, havendo espaço para se desenvolver muito mais na próxima década.

Dentre as tecnologias de geração distribuída de pequeno porte, destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico. Essa tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade e custo decrescente. Adicionalmente, é considerada no Plano a contribuição de sistemas a biogás de pequeno porte.

Em 2026, estimam-se cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da REN 482, totalizando 3,3 GWp, suficiente para atender 0,6% do consumo total nacional. A evolução das plantas a biogás é menor, com a perspectiva de

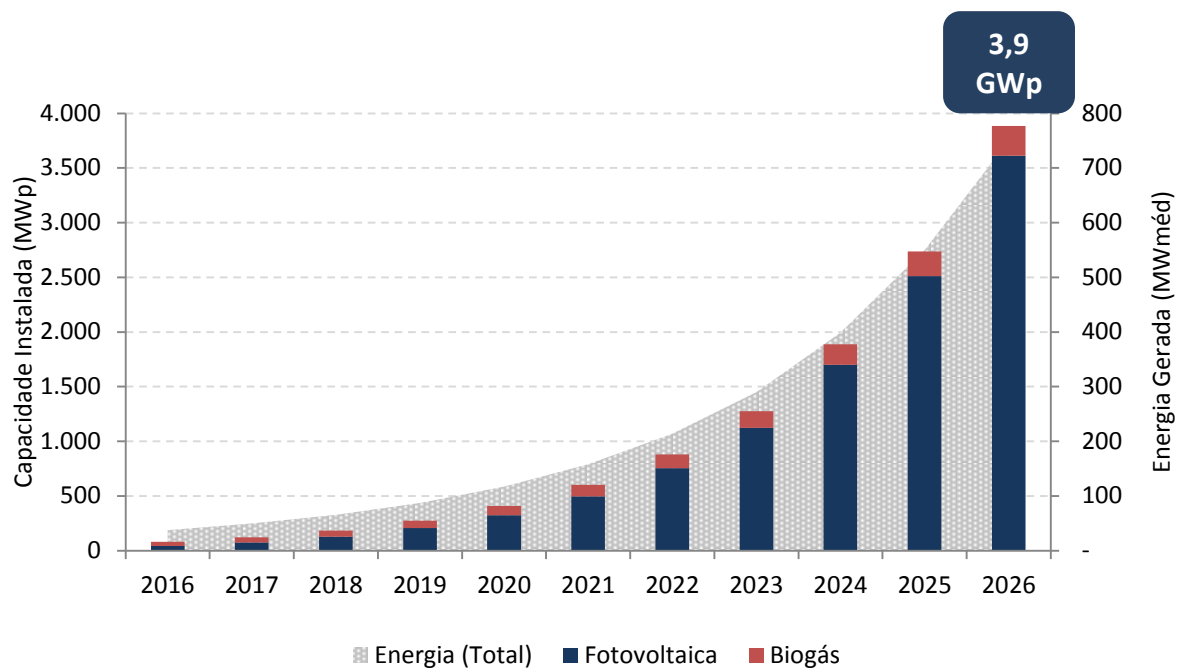
aproximadamente 300 MW no final do horizonte do Plano.

Em relação ao PDE 2024, houve uma melhora do cenário, o que alterou as projeções positivamente. Dentre as mudanças, destacam-se principalmente quatro fatores: (i) alteração da REN 482/2012, que amplia as possibilidades de negócios em geração distribuída, permitindo a adoção por uma maior parcela da população; (ii) isenções tributárias, de PIS/COFINS e ICMS (em 23 unidades federativas) sobre a energia compensada pela unidade consumidora, o que aumenta a viabilidade financeira do investimento; (iii) reajuste das tarifas de eletricidade acima da inflação nos últimos dois anos; (iv) redução no preço dos sistemas fotovoltaicos.

CONTRATAÇÃO PELAS DISTRIBUIDORAS

Além das unidades instaladas sob o regime da REN 482, as projeções do PDE 2026 também consideram uma parcela da inserção da GD fotovoltaica através da contratação via chamadas públicas promovidas diretamente pelas distribuidoras, conforme regulamentado pelo Decreto 5.163/2004. Esse modelo de negócio deve ser viabilizado nos próximos anos, após ser sancionada a Lei 13.203, com a instituição de um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para a fonte fotovoltaica. O VRES, definido pela EPE, oferece atratividade ao investimento em geração distribuída fotovoltaica em unidades consumidoras atendidas principalmente em alta tensão. No entanto, salienta-se que a realização desse modelo de negócio depende prioritariamente da iniciativa dos agentes de distribuição em promover chamadas públicas para contratação da fonte.

O resultado consolidado das projeções da micro e minigeração distribuída e da GD contratada pelas distribuidoras é apresentado no gráfico a seguir.

Gráfico 100. Capacidade instalada e energia a partir da geração distribuída fotovoltaica e de biogás

BOX 9.2 – COMO PROMOVER A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) DE FORMA SUSTENTÁVEL?

A revisão da REN 482 ampliou as possibilidades de negócios em micro e minigeração distribuída (maior limite potência e geração compartilhada, por exemplo) e manteve o atrativo esquema de compensação líquida de energia (*net-metering*). É possível afirmar que, atualmente, o Brasil possui um dos modelos regulatórios mais favoráveis do mundo para quem quer gerar sua própria energia.

No entanto, o modelo de *net-metering*, em conjunto com o uso de tarifas monômias, também traz um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. A justificativa é a de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o gerador, ao reduzir a sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos. Logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa. Esse aumento torna o investimento em geração distribuída mais atrativo, levando novos consumidores a optarem por gerar sua própria energia, agravando o problema das distribuidoras.

Ressalta-se que a difusão da GD ainda é baixa e que seu impacto nas tarifas é insignificante. No entanto, é importante se antecipar para proporcionar um ambiente sustentável de negócios. Considerando o papel da GD no atendimento da demanda, o desafio é criar condições que estimulem sua difusão e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades da distribuidora (a rede é fundamental para a existência da GD). Também há de se destacar que ao mesmo tempo em que a penetração da GD afeta o mercado das distribuidoras, também poderá abrir a possibilidade de exploração de novos serviços por parte das mesmas, podendo fazer desse contexto uma grande oportunidade de obtenção de novas receitas.

O Instituto de Tecnologia de Massachussetts (MIT, na sigla em inglês) produziu um importante estudo, denominado *Utilities of the Future*, que avalia através uma abordagem técnica, as tecnologias, políticas, e modelos de negócio que estão moldando a evolução e transformação da indústria de eletricidade e seus impactos na regulação, planejamento, mercado e empresas. O cerne do estudo é a avaliação de tecnologias de geração distribuída. O estudo conclui que a adoção de tecnologias como geração distribuída, baterias, redes inteligentes, carros elétricos, entre outras, ocorrerão não apenas devido aos ganhos financeiros diretos para o consumidor, mas também pela preferência da população que extrapolam a racionalidade econômica clássica. Esta dinâmica afetará as atividades de planejamento de diversas formas, como por exemplo na definição de sua projeção de demanda, como discutido em box apresentado no capítulo 2.

Nesse contexto, a principal função do planejamento será criar condições isonômicas que permitam a competição entre as tecnologias, para que se desenvolvam naturalmente, de forma que prevaleçam as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema. Com o objetivo de disseminar as informações e provocar discussão, no final de Maio a EPE teve em suas instalações uma apresentação de um dos principais autores do estudo, com a participação das entidades responsáveis pela política energética, comercialização, operação e regulação do setor elétrico brasileiro. Em seu website, a EPE divulgou um resumo com as principais conclusões do estudo pois as mesmas forma reflexões importantes para as transformações que a indústria elétrica brasileira passará, com ênfase no planejamento.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Em 2026, a eficiência energética representará 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.*
- > Em 2026, a energia elétrica conservada (32 TWh) corresponderá à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a uma UHE de Itaipu (parte brasileira).*
- > Em 2026, o volume de combustível poupado (285 mil barris por dia) será de 13% do petróleo produzido no País em 2016.*
- > Na indústria, a conservação de energia representará 5% da demanda de energia final prevista em 2026. Já a conservação de eletricidade representará 4%, equivalente ao consumo atual dos setores da mineração e pelletização.*
- > No setor de transportes, devido às melhorias tecnológicas de motores, à substituição para modos menos energo-intensivos, mudanças culturais no uso do transporte individual, ao aumento da importância do modo rodoviário coletivo e à implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, a eficiência energética atinge ganhos da ordem de 7% em 2026.*
- > No setor residencial, os dispositivos de iluminação serão os responsáveis pela maior parte da conservação de energia nos domicílios. A conservação de energia elétrica no setor residencial será de 4% do consumo total. O aumento da renda, acima da trajetória considerada, levaria a um crescimento da venda de equipamentos novos mais eficientes e taxas mais elevadas de conservação de energia, tudo mais mantido constante.*

10. Análise Socioambiental

A análise socioambiental do PDE 2026 é orientada pelo conceito de sustentabilidade, considerando questões associadas à minimização dos impactos socioambientais na produção, geração e transmissão de energia e às discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima.

Com base na expansão prevista no PDE 2026 é feita uma **análise socioambiental integrada**, que visa uma avaliação qualitativa das principais interferências da expansão sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, por meio de *temas socioambientais*.

Como resultado, a análise indica quais desses temas são os *temas prioritários* para a gestão ambiental do setor. Essa abordagem permite antecipar questões socioambientais importantes e

que podem representar riscos para a expansão, inclusive no processo de licenciamento ambiental, bem como vislumbrar oportunidades relacionadas à expansão prevista.

É também elaborada uma **análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE)**, decorrentes da oferta de energia adotada, cuja apreciação dos resultados toma por referência as negociações internacionais sobre mudança do clima e os compromissos assumidos pelo país.

Destaca-se que, como subsídio à análise socioambiental integrada, é feita uma análise socioambiental de cada fonte energética, cujo resultado pode ser visto na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026”.

BOX 10.1 – COMO A VARIÁVEL AMBIENTAL CONTRIBUI PARA A DEFINIÇÃO DA EXPANSÃO?

A inserção da variável ambiental no planejamento energético e a busca pela minimização dos impactos se dão desde as etapas iniciais, anteriores ao PDE. Como exemplo citam-se os estudos iniciais de linhas de transmissão (relatórios R1 e R3) em que na definição dos corredores e traçados, respectivamente, são evitadas áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental; ou os estudos de inventário hidrelétrico, em que critérios ambientais são considerados na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas. Ao se definir a carteira de projetos que compõe a expansão no horizonte decenal, os resultados desses estudos são levados em consideração.

Além disso, no que tange ao PDE 2026, 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, de forma individualizada, considerando os prazos para os estudos de engenharia e ambientais, para o licenciamento ambiental e para a construção, levando em conta as características individuais e informações mais atualizadas de cada projeto;
- 2) *análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural*, de modo a ajustar a previsão de início da produção. Essa análise classifica a complexidade das UPS e estima o tempo para o licenciamento ambiental.

Os resultados dessas análises estão considerados na expansão apresentada neste PDE 2026.

Destaca-se que outros estudos vêm sendo desenvolvidos no âmbito do planejamento energético e seus resultados poderão ser incorporados nos próximos ciclos do PDE. As Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAs) estão sendo iniciadas com o intuito de conciliar as futuras atividades de petróleo e gás natural com aspectos socioambientais regionais, subsidiando ações governamentais e diminuindo as incertezas no licenciamento ambiental e na previsão da expansão.

10.1 Análise Socioambiental Integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia (o resumo da expansão prevista no PDE 2026 é apresentado no item Consolidação dos resultados).

Parte-se de uma visão de conjunto da expansão e o objetivo maior é o de fornecer subsídios para a gestão antecipada e preventiva das principais questões socioambientais relacionadas à expansão.

A análise é composta de três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) temas prioritários para a gestão ambiental.

ANÁLISE ESPACIAL DA EXPANSÃO

A análise espacial da distribuição dos projetos previstos no decênio é importante do ponto de vista estratégico, na medida em que permite a visualização de uma eventual concentração de projetos em determinada região.

Mesmo ressalvado o caráter indicativo da expansão da geração, este mapeamento sinaliza possíveis efeitos cumulativos, sinergias e conflitos em escala regional, como consequência da pressão sobre um mesmo recurso, sobre ambientes frágeis ou, ainda, sobre conflitos com populações. Por outro lado, o mapeamento permite visualizar uma eventual complementaridade entre as fontes, contribuindo para o aproveitamento eficiente da expansão, para a redução dos gastos com a transmissão e para a antecipação e minimização de potenciais conflitos.

Nesse sentido, acredita-se que a espacialização dos projetos planejados contribui para a melhor compreensão dos principais temas socioambientais a serem considerados no planejamento. O mapeamento do conjunto de projetos energéticos do PDE 2026 está representado na Figura 30.

É possível constatar que a distribuição espacial do conjunto de projetos do PDE 2026 está fortemente condicionada pela disponibilidade dos recursos energéticos e a configuração do território.

Observa-se expansão hidrelétrica em todas as regiões. No Norte e Centro-Oeste, onde está o maior potencial remanescente, se localizam as UHEs com as maiores potências do decênio (6 UHEs; 2,6 GW), sendo que na parte mais central do Centro-Oeste predominam PCHs. Já nas regiões Sul e Sudeste, a implantação de UHEs (10 UHEs; 1,9 GW) e PCHs traz a vantagem de estarem mais próximas aos centros de carga. No Nordeste, observa-se a expansão de poucas PCHs. Ao todo estão previstos 2,3 GW de PCHs no decênio.

Os parques eólicos se localizam nas regiões Nordeste e Sul que se destacam pelas características mais favoráveis dos ventos. Ao todo está prevista a expansão de 18,5 GW de energia eólica, sendo 84% no Nordeste e 14% no Sul.

Estão previstas também 9,6 GW de plantas fotovoltaicas, que se situam nas áreas com os melhores índices de irradiação solar, principalmente no semiárido nordestino.

Quanto à exploração e produção de petróleo e gás natural, 304 unidades produtivas iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio. A exploração *offshore* se mostra expressiva na costa da região Sudeste, que abriga a maior parte das reservas, enquanto a exploração *onshore* está situada nas áreas de maior potencial em terra, caso das regiões Norte e Nordeste. Também estão previstas duas unidades produtivas com recursos não convencionais no Sudeste.

Ainda que as térmicas apresentem a vantagem da proximidade dos centros de carga, sua localização está também condicionada à disponibilidade do combustível utilizado. Nesse contexto, observa-se que as termelétricas a biomassa estão junto às usinas de produção de açúcar e etanol, cuja expansão será de 57% no decênio (43 bilhões de litros em 2026) e se localiza principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste,

A usina a carvão (1 usina, 340 MW) se localiza na região Sul, onde se concentram as jazidas desse mineral. Compreender essa dinâmica é importante para a definição da localização das usinas

térmicas a gás natural, previstas para as regiões Sudeste, Nordeste e Sul (17 GW, sendo 12 GW de alternativa de ponta, que para fins de simulação e análise socioambiental foi considerada como gás natural), e, conseqüentemente, para o planejamento da malha de gasodutos entre as unidades de processamento e os locais de consumo (2 gasodutos previstos).

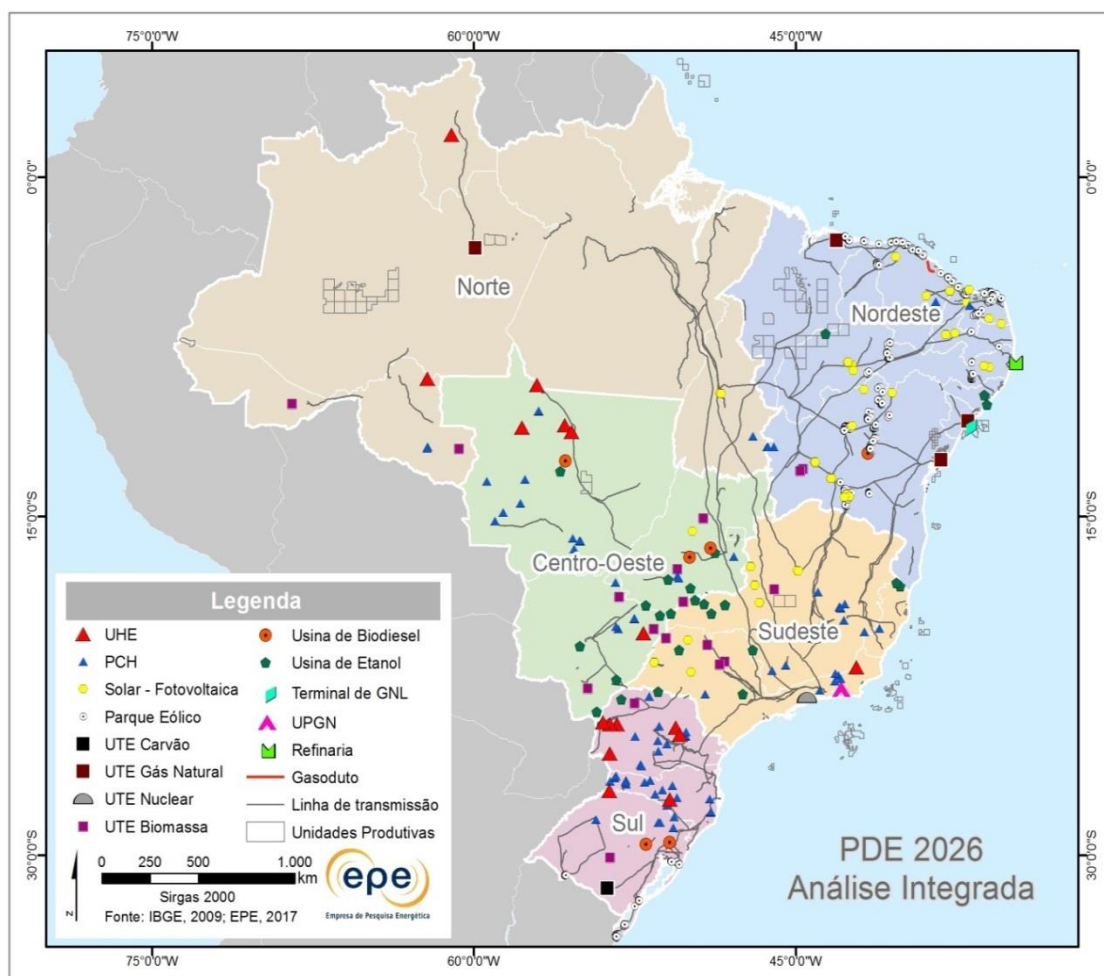
No caso de refinarias de petróleo, (1 projeto no Nordeste) e unidades de processamento de gás natural (1 projeto no Sudeste), geralmente o mercado é o fator determinante para a escolha do local de implantação.

Esse cenário dinâmico de expansão da geração condiciona o planejamento das linhas de transmissão necessárias para o escoamento da energia elétrica para as diferentes regiões do país por meio do SIN. Estão previstas 388 novas linhas de

transmissão, somando 47.000 km (expansão de 35% na extensão do sistema) a serem construídos ao longo do decênio. As grandes distâncias seguirão como um obstáculo a ser vencido para a ampliação da malha de transmissão, pois mesmo com a tendência de redução da participação da hidroeletricidade na composição da matriz, uma grande quantidade de energia continuará sendo gerada longe dos centros de carga.

É importante observar, ainda, a distribuição espacial e o tempo de implantação dos projetos de geração de energia eólica e solar. Além do caráter disperso dos parques, o tempo de licenciamento e construção é menor do que o dos empreendimentos de grande porte, o que impõe desafios ao planejamento da transmissão, cujo licenciamento, não raro, pode ser mais longo do que o da geração eólica e solar.

Figura 30. Localização dos projetos previstos no PDE 2026



TEMAS SOCIOAMBIENTAIS

Os temas socioambientais buscam sintetizar as interferências socioambientais mais significativas associadas aos projetos previstos no Plano, tendo em vista as sensibilidades mais importantes identificadas para cada região do país. A análise não tem o objetivo de contemplar todos os possíveis impactos socioambientais de cada projeto, mas indicar aqueles que merecem maior atenção no âmbito do decênio.

A análise socioambiental da expansão de cada fonte de energia, que subsidia a análise integrada, procura identificar as principais interferências dos projetos. Se forem identificadas interferências que mereçam maior atenção ou representem algum tipo de risco para a expansão, as mesmas são tratadas na análise integrada dentro dos temas a que estão associadas. Por outro lado, interferências de menor magnitude, ou que não representem grandes impactos sobre as sensibilidades regionais, ou que já possuem solução eficiente de mitigação, não são tratadas na análise integrada.

Sendo assim, a análise socioambiental integrada do PDE 2026 contempla 10 temas socioambientais, apresentados a seguir:



Recursos hídricos

Esse tema está associado à disponibilidade do recurso hídrico e, consequentemente, aos conflitos em decorrência dos diferentes usos da água.

Considerando a expansão prevista, o tema é relevante para a região Nordeste, tendo em vista a disponibilidade limitada de recursos hídricos e os riscos associados à atividade *onshore* de E&P, caso haja derramamento em corpos hídricos, interferindo no uso e na qualidade da água.

Na região Sudeste está previsto no decênio o início da produção de recursos não convencionais (*shale gas* e *tight gas*) trazendo para o país um novo método de exploração, o faturamento hidráulico. Um novo desafio ao uso racional dos recursos hídricos

está associado a esse método, que apesar de já ser conhecido da exploração convencional, é aplicado de forma mais intensiva e invasiva, demandando atenção a questões associadas ao consumo de água.

Tendo em vista o uso racional dos recursos hídricos e as preocupações com os impactos ambientais que essa nova atividade pode ocasionar, estudos e resoluções têm sido publicados de modo a contribuir para o estabelecimento de padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a execução da atividade e a mitigação de seus impactos.³⁸



Resíduos³⁹

O tema se refere tanto aos resíduos sólidos quanto aos efluentes líquidos resultantes dos processos de transformação relacionados à geração de energia e à produção de combustíveis. Esses resíduos requerem gestão especial por seu potencial poluidor ou sua natureza perigosa.

Tendo em vista a expansão, o tema se mostra importante, particularmente na região Sudeste, em função da geração de rejeitos nucleares; e da vinhaça, gerado na produção de etanol, que também é relevante para o Centro-Oeste e Sul.

Os resíduos radioativos exigem uma gestão especial e ainda carecem de definição para a disposição definitiva dos rejeitos de alta atividade que compreendem os elementos combustíveis usados na geração de energia termonuclear.

³⁸ A ANP publicou a Resolução nº 21/2014 que estabelece os requisitos essenciais e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. Além disso, no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente do Promimp foi divulgado o relatório “Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil” com levantamentos acerca dos impactos e medidas de mitigação, aperfeiçoamento da resolução 21/2014 da ANP, proposição de atos normativos, entre outros (Promimp, 2016).

³⁹ Tema incluído neste PDE uma vez que alguns resíduos resultantes de processos de transformação para a geração de energia e combustíveis requerem uma gestão especial.

No caso da vinhaça, reconhece-se que a fertirrigação é um método benéfico de destinação desse resíduo e tem sido a principal solução adotada pelo setor sucroalcooleiro. Entretanto, tendo em vista os volumes de etanol projetados no decênio, esse tema ainda ensejará preocupação e busca por novas soluções, pois essa destinação poderá apresentar algumas restrições técnicas e econômicas em função do volume projetado. Sob o ponto de vista econômico, o aproveitamento pode ser inviável, dependendo da distância a ser transportada; e quanto às restrições técnicas, o solo tem limitada capacidade de absorção de nutrientes e grandes volumes podem resultar em contaminação do solo e da água. O aproveitamento da vinhaça para produção de biogás é um exemplo de solução que já vem sendo estudada.



Biodiversidade aquática

Considerado relevante devido às interferências de projetos associados principalmente à geração hidrelétrica e à produção de petróleo. A perda de ambientes aquáticos e de espécies, tanto em ambientes marinhos como fluviais, pode ter consequências sobre os ecossistemas e, em última instância, sobre a pesca.

No caso da geração hidrelétrica, o tema se destaca nas regiões Sul e Sudeste pela fragmentação a que já estão sujeitas as populações de peixes; no Norte e Centro-Oeste, a sensibilidade está associada à abundância de ambientes únicos. O tema tem sido alvo de esforços de mitigação, a partir de estudos desenvolvidos tanto em universidades e institutos de pesquisa quanto no âmbito dos estudos ambientais associados a empreendimentos, envolvendo pesquisadores, órgãos ambientais e agentes do setor elétrico.

No que se refere à produção de petróleo e gás natural, é necessário tratar as interferências reais e potenciais (riscos). No caso dos riscos associados à atividade de E&P, eventuais acidentes com vazamento de óleo constituem a principal preocupação de órgãos ambientais e da sociedade. No Nordeste, a atividade é realizada em áreas de baixa profundidade e próximas à costa. Estas possuem uma biodiversidade aquática de grande importância biológica, que está exposta aos impactos reais e potenciais, agravados pelo risco de contaminação de ambientes costeiros. No Sudeste, a grande quantidade de plataformas e navios para transporte do óleo e os estudos de sísmica aumentam o risco de acidentes e podem provocar impactos em cetáceos (golfinhos e baleias). No Norte, onde a produção mais expressiva é realizada em terra (*onshore*), este tema foi considerado relevante devido ao baixo conhecimento da biota e a existência de ambientes únicos que estariam expostos aos impactos potenciais, caso um derramamento de óleo atingisse corpos d'água.

Por outro lado, os setores produtivo de petróleo e gás e ambiental vêm buscando um diálogo constante de forma a discutir e antecipar questões socioambientais. Um dos frutos dessa iniciativa é o Acordo de Cooperação Técnica firmado entre Ibama e o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), que resultou em produtos importantes, recentemente divulgados e que contribuem para a gestão ambiental das atividades de E&P. O principal deles foi o Plano Nacional de Ação de Emergência para Fauna Impactada por Óleo (IBAMA & IBP, 2016), que inclui uma série de outros documentos.



Paisagem

O tema se reporta ao impacto visual em paisagens de relevante beleza cênica, principalmente em locais turísticos ou com potencial turístico significativo, e em áreas próximas à aglomerados populacionais devido à maior visibilidade do empreendimento pela população local.

Esse tema é especialmente relevante na região Nordeste, por conta da implantação de parques eólicos na faixa litorânea e no interior, e também pelas atividades de E&P de petróleo e gás natural próximas à costa, em regiões de baixa profundidade da plataforma continental.



Vegetação nativa

Tema considerado relevante pelas interferências causadas, principalmente, por projetos hidrelétricos e linhas de transmissão, que podem provocar supressão de vegetação nativa.

Especificamente no caso das LTs, o tema foi selecionado sobretudo pela magnitude da expansão planejada, uma vez que a interferência na vegetação ocorre de forma espacialmente dispersa, pela característica linear das LTs.

No Sudeste, esse tema é relevante devido ao quadro atual do bioma Mata Atlântica, que, de forma geral, apresenta uma paisagem fragmentada, com poucas áreas cobertas por vegetação nativa. Na região Sul, destaca-se a incidência da expansão da transmissão em vegetação nativa em regiões serranas de difícil acesso.

No caso da expansão hidrelétrica, o tema se destaca nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da integridade e diversidade da vegetação, sensível à degradação por vetores de ocupação associados a novos empreendimentos. Na região Sul se justifica pela quantidade de projetos e a importância dos remanescentes ainda existentes.

BOX 10.2 – EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO E OS CUIDADOS COM A VEGETAÇÃO NATIVA

Atualmente, os empreendimentos de linhas de transmissão vêm sendo implantados de forma a minimizar interferências com a vegetação nativa, não havendo mais o desmatamento de toda a faixa de servidão, o que resultava em uma grande área desmatada e uma elevada fragmentação da vegetação nativa.

Assim, na impossibilidade de desvio, as torres são alteadas para a passagem dos cabos acima da vegetação e a supressão é realizada somente na área das torres e na faixa de serviço para viabilizar o lançamento dos cabos, onde depois se permite a recuperação natural da vegetação nativa pelo processo de sucessão ecológica.

Além disso, em áreas de maior sensibilidade socioambiental, como nas unidades de conservação, vem sendo praticado o uso helicópteros ou mesmo de veículo aéreo não tripulado (VANT) para o lançamento de cabos, eliminando a necessidade de supressão da vegetação nativa nas faixas de serviço nessas áreas.



Qualidade do ar

Tema relevante devido às emissões de poluentes atmosféricos dos empreendimentos planejados. No PDE 2026, se destaca pela indicação de termelétricas nas regiões Sudeste e Sul e da expansão do parque de refino de petróleo na região Nordeste.

A região Sudeste se destaca devido à indicação de termelétricas a gás natural. O fato da qualidade do ar já estar comprometida em função do alto índice de urbanização e industrialização em algumas áreas da região Sudeste faz com que seja dada especial atenção à questão da seleção dos locais para implantação desses projetos. Deve-se buscar

locais onde a qualidade do ar não esteja saturada por outras fontes de poluição e que as condições atmosféricas favoreçam a dispersão dos poluentes, evitando que se ultrapasse os padrões de qualidade do ar. É importante destacar que, dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é aquele que apresenta os menores fatores de emissão de poluentes atmosféricos (MP, SO₂ e CO₂).

Já no Sul, o tema merece atenção pelo fato da geração de energia a carvão mineral já ser bastante relevante em determinados locais e estar prevista a expansão da fonte.

Naturalmente, a implantação de empreendimentos em áreas onde já existam outras fontes relevantes de emissão requer atenção. Entretanto, de uma forma geral, é importante mencionar que existem medidas para minimizar os impactos associados ao tema, dada a disponibilidade de tecnologias para abatimento de emissões de poluentes. Assim, é importante que se adeque as instalações em operação, quando necessário, e que se garanta que os futuros projetos empreguem essas tecnologias de abatimento.



Áreas protegidas

Esse tema abrange Unidades de Conservação (UCs) e Áreas de Preservação Permanente (APPs), que podem apresentar restrições ou incompatibilidades com a implantação de empreendimentos energéticos. Essas áreas poderão sofrer interferências dos projetos planejados, especialmente de UHEs nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da concentração e extensão territorial das UCs.

No caso das LTs, sobressaem as interferências em APPs bem preservadas da região Nordeste e nos topos de morro na região serrana do Sul do país, onde também devem ser observadas as interferências em banhados, ambientes considerados frágeis. No Sudeste, se destacam as interferências de LTs em áreas protegidas, principalmente UCs de uso sustentável. O tema também foi apontado como

importante no Sudeste devido à implantação da UPGN que acentua a interferência do complexo petroquímico sobre áreas protegidas relevantes para o contexto regional.

Além disso, ressalta-se a expansão de parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul que interferem em APPs de dunas e restingas no litoral e topos de morros das regiões serranas, ambientes considerados sensíveis para a biota.



Organização territorial

A organização do território está sujeita a interferências diretas e indiretas da expansão do setor energético devido, principalmente, às intervenções associadas a projetos hidrelétricos e projetos lineares como linhas de transmissão, que podem resultar, respectivamente, na atração de contingentes populacionais e em limitações ao uso e ocupação do solo.

A atração de contingentes populacionais aumenta a pressão sobre a infraestrutura local, equipamentos e serviços nos núcleos urbanos que servem de apoio às obras. As regiões Norte e Centro-Oeste têm redes urbanas menos densas e suas cidades são mais sensíveis à pressão sobre a infraestrutura decorrente da implantação de projetos de grande porte, como UHEs. As regiões Sul e Sudeste se caracterizam por uma rede urbana mais densa, cidades mais estruturadas por equipamentos e serviços e maior densidade demográfica, o que lhe atribui menor sensibilidade em relação à pressão sobre a infraestrutura urbana e regional, mas maior sensibilidade no caso de implantação de projetos lineares e no remanejamento de população de projetos hidrelétricos.

Em relação às limitações do uso e ocupação do solo, a cumulatividade de LTs planejadas pode potencializar conflitos em áreas de agricultura mecanizada no Centro-Oeste e em assentamentos do Incra na região Norte. No Sul e no Sudeste as interferências se dão em áreas urbanas e de expansão urbana, sendo que nas áreas urbanas

consolidadas a indicação de LTs subterrâneas ou compactas minimizam os conflitos com a população local.

Já no Nordeste observa-se o aumento da demanda por serviços e infraestrutura, para a refinaria planejada, causando pressão sobre os núcleos populacionais próximos.

A fim de minimizar os problemas citados, podem ser destacadas algumas iniciativas, no caso da implantação de UHEs: desenvolvimento do Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável para implantação de usinas hidrelétricas estruturantes, conduzido pelo MME; e instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica.⁴⁰



Comunidades quilombolas⁴¹

Tema que considera a sensibilidade das comunidades quilombolas e a necessidade de gestão dos conflitos em função da interferência em terras tradicionalmente ocupadas por essas comunidades, tituladas ou não.

O tema tem especial relevância no Nordeste, onde há maior concentração de comunidades certificadas, sobretudo na Bahia e no Maranhão, e maior extensão de linhas de transmissão planejadas. Nesse contexto, se somam a insuficiência de dados

sistematizados sobre a localização dessas comunidades, o número inexpressivo de titulações realizadas, e a indefinição regulatória sobre as consultas conforme a Convenção nº 169 da OIT. Dessa maneira, a conjuntura observada favorece a existência de conflitos e incertezas quanto ao processo de planejamento e implantação de empreendimentos que interfiram nos modos e condições de vida dessas comunidades.



Povos e terras indígenas

Esse tema está vinculado à diversidade étnica e territorial e à necessidade de gestão dos conflitos pelos usos de recursos no entorno e nas terras indígenas. Tem especial relevância para os projetos hidrelétricos e as linhas de transmissão na Amazônia. A região Norte e parte do Centro-Oeste abrigam a maior parte das etnias e terras indígenas do país (98% da área das TIs do Brasil, que ocupam aproximadamente ¼ da Amazônia). A sensibilidade dos povos indígenas e a não regulamentação de alguns dispositivos legais e normativos relacionados ao tema contribuem para potenciais conflitos em relação à implantação de projetos energéticos.

⁴⁰ Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010 - Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências e Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012 – Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Até o momento foram apresentados os planos cadastrais dos aproveitamentos: AHE São Luiz do Tapajós, AHE Jatobá, AHE Tabajara, AHE Garabi e AHE Panambi.

⁴¹ Tema incluído neste PDE em função da interferência em terras tradicionalmente ocupadas por essas comunidades.

BOX 10.3 - ENTENDA A QUESTÃO INDÍGENA

No Brasil, determinou-se que a consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT se aplica aos povos indígenas e comunidades quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas. Entretanto, a falta de regulamentação sobre esses procedimentos de consulta geram incertezas, como por exemplo: 1) quem é responsável por conduzir a consulta; 2) quando tal processo deve ser iniciado e finalizado; 3) quais comunidades indígenas devem ser consultadas a cada momento; 4) quais as etapas de uma consulta; e 5) quais os desdobramentos do resultado da consulta. Em virtude dessas incertezas, destaca-se a importância da regulamentação da Convenção nº 169 da OIT. Porém, ainda que não exista regulamentação desses procedimentos de consulta, devem ser empreendidos esforços para o diálogo com os povos indígenas, respeitando-se as suas especificidades culturais e políticas.

Além disso, a falta de regulamentação do §3º do artigo 231 da Constituição Federal, sobre a exploração do potencial energético em terras indígenas no Brasil, deixa em aberto as formas de compensação às comunidades indígenas atingidas. Cabe ressaltar que, conforme a Constituição, a instalação de projetos em terras indígenas só pode ser efetivada com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades indígenas.

Dessa forma, as incertezas geradas pela não regulamentação dos dispositivos legais e normativos que regem a questão demandam esforços adicionais de gestão da sociedade, especialmente do governo para a implantação de projetos que atinjam ou estejam próximos a terras indígenas

BOX 10.4 - EFEITOS AMBIENTAIS DE UM CENÁRIO DE MAIOR DEMANDA

Num cenário de maior demanda de energia elétrica, estima-se um aumento na oferta de energia eólica e de termelétricas a gás natural. Sendo assim, deve-se reforçar a atenção para a qualidade do ar, devido ao aumento de emissões de gases poluentes pelas termelétricas. Já no caso das eólicas, devem ser observadas possíveis interferências com a paisagem, em áreas de beleza cênica e com áreas protegidas.

O mapa da Figura 31 ilustra as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada das interferências dos projetos sobre as sensibilidades regionais, indicando as fontes associadas a essas interferências e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região.

Já a Tabela 33 apresenta, de forma sistematizada, os temas socioambientais relacionados aos projetos do Plano e às regiões onde estão localizados, sendo possível visualizar a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

Figura 31. Mapa síntese da análise socioambiental integrada

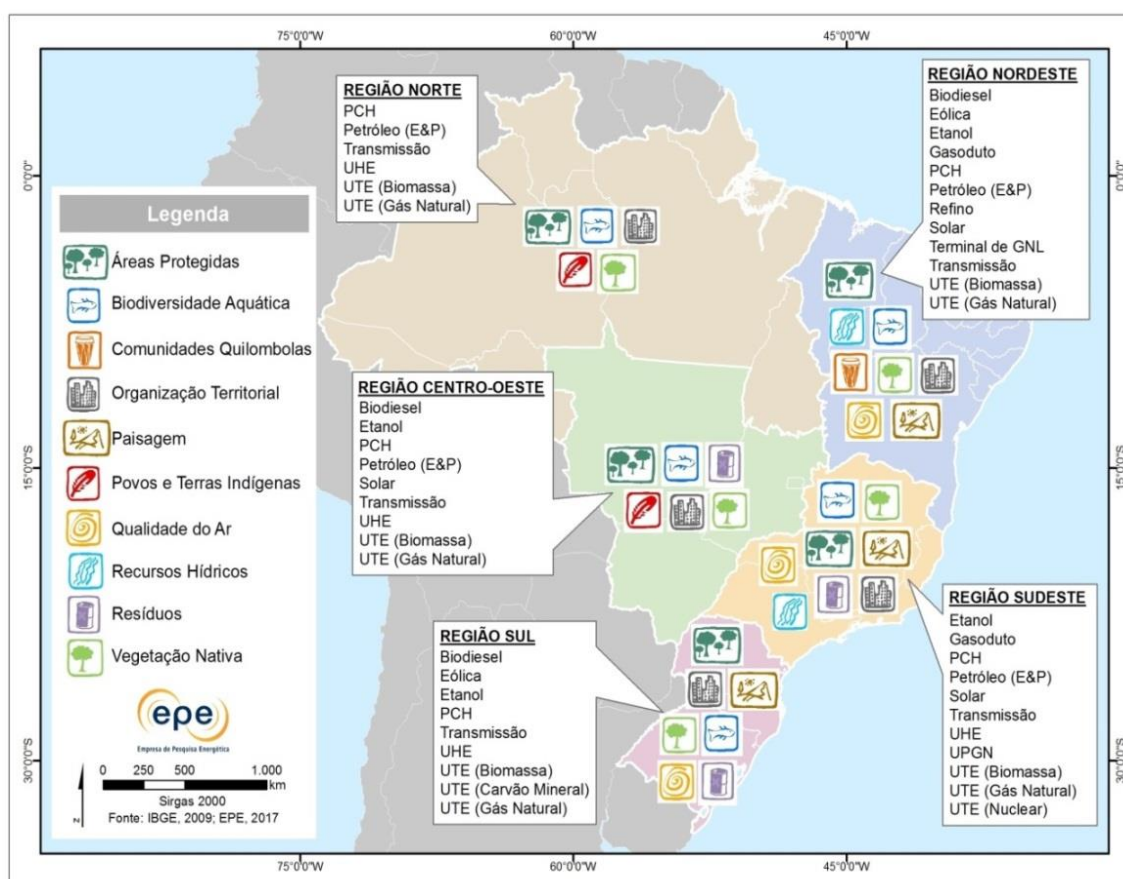


Tabela 33. Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2026

Regiões → Projetos ↓	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste
 UHEs					
 PCHs					
 UTES fósseis					
 UTE nuclear					
 UTES a biomassa					
 Eólicas					
 Solar					
 Transmissão					
 E&P de petróleo e GN					
 Refinarias, UPGNs Terminais de GNL					
 Gasodutos					
 Etanol					
 Biodiesel					

Legenda

 Áreas Protegidas	 Organização territorial	 Qualidade do ar	 Vegetação nativa
 Biodiversidade Aquática	 Paisagem	 Recursos hídricos	 Interferências inexpressivas
 Comunidades quilombolas	 Povos e terras indígenas	 Resíduos	 Não há projetos planejados

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

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) As células em azul significam que não há projetos planejados.

TEMAS PRIORITÁRIOS PARA A GESTÃO AMBIENTAL

Além da indicação dos temas socioambientais que devem ser observados no processo de planejamento, acredita-se que a contribuição mais importante da análise socioambiental integrada do PDE é a seleção dos temas prioritários para a gestão ambiental.

O objetivo é destacar aquelas questões capazes de aumentar a incerteza associada ao planejamento de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no país no horizonte decenal e, por esse motivo, impõem a necessidade de se canalizar os esforços para tratá-las de maneira adequada. A análise incorpora aspectos técnicos e jurídico-institucionais e considera a importância estratégica dos projetos para a segurança energética do país.

Três temas foram selecionados no PDE 2026 como prioritários: Povos e terras indígenas, Áreas protegidas e Biodiversidade Aquática. Os dois primeiros têm um caráter mais amplo e o terceiro mais específico, sendo apresentados a seguir:



Povos e terras indígenas. A importância e a complexidade do processo de gestão institucional necessárias para lidar especialmente com a não regulamentação e as incertezas dos dispositivos legais e normativos que o regem, justificam a prioridade desse tema.

As diferenças culturais e de interesse que perpassam o diálogo com esses povos continuam sendo grandes desafios para o setor.



Áreas protegidas. A interferência direta ou indireta de importantes projetos de energia em UC é uma realidade que se desdobra em conflitos de caráter técnico e, principalmente, jurídico-institucional. O processo de negociação é complexo, pois envolve diversos interesses e tem como desafio

compatibilizar a expansão da oferta de energia e a conservação da biodiversidade.



Biodiversidade aquática. A necessidade de se antecipar estudos e pesquisas que permitam melhor compreensão da função ecológica dos ambientes aquáticos impactados pelos projetos de energia reforça a importância desse tema. Apesar da realização de algumas ações nesse sentido, a incorporação dos resultados no processo de planejamento só será possível em médio e longo prazo.

O diálogo antecipado com as partes interessadas pode fornecer informações importantes para o planejamento e a tomada de decisão, além de minimizar futuros conflitos e resolver questões que sobrecarregam o processo de licenciamento dos empreendimentos planejados.

Além da articulação política e institucional, é importante a busca contínua por aprimoramentos em todo o processo de planejamento do setor, incluindo avaliações e acompanhamento nas diferentes fases dos empreendimentos (estudo, construção e operação). Os temas prioritários identificados indicam um direcionamento dos esforços, abarcando a revisão de medidas e ações de mitigação e compensação de impactos socioambientais já adotadas, assim como, a discussão de novas medidas, de forma a possibilitar a retroalimentação do processo de planejamento.

O setor de energia continuará enfrentando uma série de desafios que, de alguma forma, estão relacionados a outros setores. O desenvolvimento do país pode ser impulsionado por uma melhor integração e compatibilização das diferentes políticas setoriais. Ressalta-se, assim, a pertinência da discussão das questões socioambientais em uma escala mais ampla que permita avaliar os reais riscos e oportunidades associadas às decisões sobre as diversas possibilidades de uso dos recursos disponíveis.

BOX 10.5. COMO ENFRENTAR OS DESAFIOS PARA A EXPANSÃO HIDRELÉTRICA?

O desenvolvimento de uma hidrelétrica possui intrínseca complexidade socioambiental, seja no Brasil, seja no mundo. A expansão hidrelétrica é um desafio que não pode ser endereçado a um único interessado, exigindo a participação ativa de diversos setores, como o governo, a academia, ONG, comunidades locais, etc.

Inicialmente é importante a conscientização dos benefícios aportados pelas hidroelétricas ao planejamento energético, tais como: (i) a segurança energética; (ii) complementariedade com as demais renováveis (eólica, solar, biomassa) no planejamento e operação, conforme reconhecido internacionalmente (IRENA, 2016); (iii) flexibilidade operativa, que alavanca a penetração de renováveis; e (iv) a manutenção de uma matriz elétrica de baixo-carbono.

Em seguida, é importante reconhecer que existem desafios. Para enfrentá-los, é essencial tratar as questões socioambientais inerentes aos projetos hidrelétricos de forma mais abrangente, com um alcance maior do que aquele conferido pelo atual processo de licenciamento ambiental. Para isso, deve-se antecipar comunicação e o diálogo, buscando a participação legítima da sociedade neste processo, sobretudo em regiões mais sensíveis, onde é evidente a relevância de estudos regionais visando o desenvolvimento sustentável e internalizando estas atividades no processo de planejamento.

10.2 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

Em 2015, na COP-21, foi lavrado o Acordo de Paris, envolvendo compromissos de redução de emissões de GEEs por parte dos países desenvolvidos e em desenvolvimento para o período pós 2020. Os termos dos compromissos de cada país foram registrados na forma de INDCs (*Intended Nationally Determined Contributions*). O Acordo de Paris entrou em vigor em novembro de 2016 e, até março de 2017, 141 partes já o ratificaram, incluindo o Brasil.

Posteriormente à assinatura do acordo, as INDC perdem o caráter de pretensão e passam a ser denominadas NDCs (*Nationally Determined Contributions*). Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025 (para todo o conjunto da economia), tendo como base as emissões de 2005. Especificamente no setor de energia, o texto da NDC brasileira apresenta contribuições indicativas para 2030 que incluem o aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética e ganhos de eficiência.

É importante observar que o Brasil 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.

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 2030. Portanto, não é esperada tendência de redução das emissões do setor de energia. Como mostrado adiante, as emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis.

BOX 10.6 - ENTENDA A META DO BRASIL

O Brasil se comprometeu com uma meta absoluta de redução de GEE em relação a um ano base. O compromisso é de que em 2025 as emissões de GEE do país sejam 37% inferiores ao verificado em 2005.

Isso significa que, para saber se atingimos ou não a meta, deveremos comparar o resultado do inventário do ano 2025 com o resultado do inventário do ano 2005, incluindo todos os setores inventariados de acordo com a metodologia do IPCC (energia, mudança de uso do solo e florestas, processos industriais, resíduos e agropecuária).

Os estudos que embasaram a NDC mostraram que o país seria capaz de chegar a 2025 com emissões totais (todos os setores) da ordem de 1,3 GtCO₂e (MMA, 2015).

É importante destacar 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.

Atualmente estão em discussão estratégias e ações necessárias para implementação da NDC brasileira. O assunto é pauta na agenda de diversos órgãos do governo, setor privado, academia e ONGs. Dentre as iniciativas, cita-se o trabalho do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas (FBMC), criado em 2000 para conscientizar e mobilizar a sociedade para a discussão e tomada de posição sobre os problemas decorrentes da mudança do clima, produz deliberações e articula-se com as demais instâncias de governança climática no país. O FBMC está organizado em distintas câmaras temáticas e vem trabalhando na discussão sobre como construir os caminhos para o atingimento da meta de redução de GEE definidas no acordo de Paris.

A EPE contribui com essas discussões por meio dos Planos de Energia de médio e longo prazo (PDE e PNE) e tem atuado de forma colaborativa com a Câmara Temática de Energia do FBMC, fornecendo subsídios técnicos e ferramentas computacionais para simulação de diferentes cenários energéticos para que, junto com as iniciativas dos demais setores, o Brasil alcance a meta estabelecida em sua NDC.

PROJEÇÕES

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do país. Em 2026, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 469 MtCO₂e (Tabela 34 e Gráfico 101). 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.

Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial, que respondiam em 2015 por 43% e 20% do total de emissões,

respectivamente. Ao longo do horizonte, esses setores continuarão, em conjunto, responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 57% em 2026. 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 outros combustíveis renováveis, e a medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte e processos industriais.

Para o setor de transportes, é indicada a expansão da produção de etanol em 57% no decênio e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, chegando a 10% em 2018. 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 da ordem de 6,9% para o último ano do horizonte.

Em relação às indústrias, 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, além de cenários de substituição de energéticos. A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é da ordem de 5,4% para o último ano do horizonte.

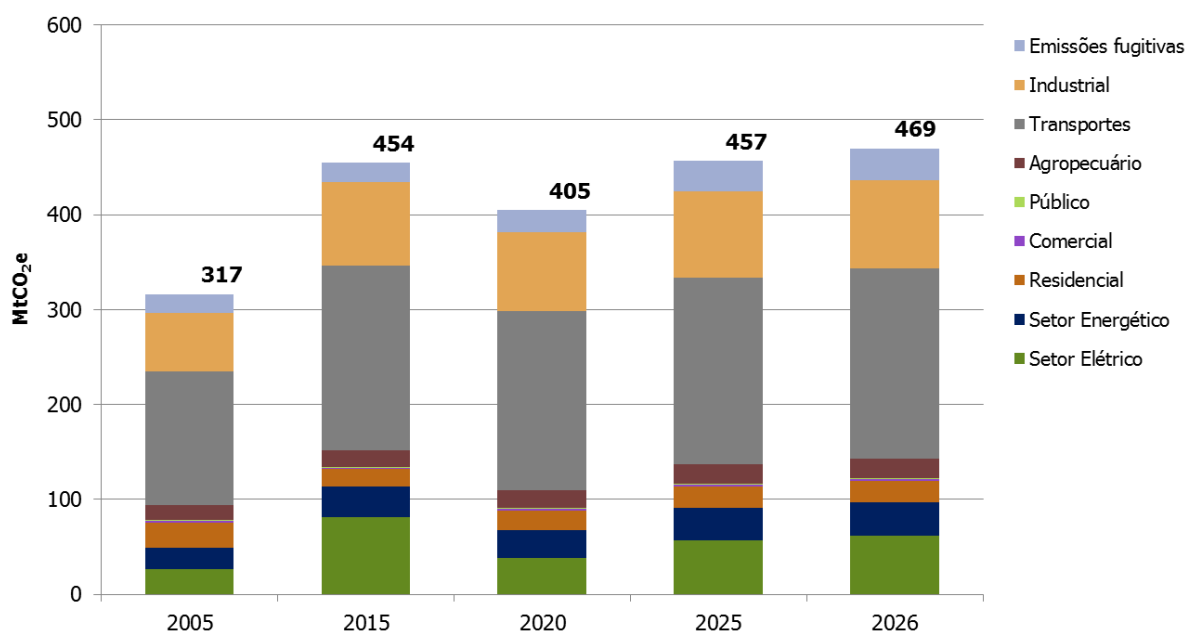
No SIN, as emissões foram altas em 2015, atingindo quase 65 MtCO₂e. Este fato refletiu as condições hidrológicas desfavoráveis verificadas no período, o que obrigou o sistema a acionar mais energia termelétrica com base fóssil. Esse efeito já começou a ser atenuado com as chuvas de 2015 e 2016 e a expectativa é que continue melhorando nos próximos anos. Assim, estima-se que em condições hidrológicas médias as emissões voltem a patamares em torno de 24 MtCO₂e em 2020 e 37 MtCO₂e em 2026.⁴²

⁴² As emissões do setor elétrico podem variar substancialmente dependendo das condições hidrológicas. Em 2026, estima-se que em condições hidrológicas extremamente favoráveis o sistema poderia emitir abaixo de 30 MtCO₂e e, por outro lado, em condições extremamente desfavoráveis o sistema poderia emitir até 90 MtCO₂e. Porém, a probabilidade de ocorrência desses cenários extremos é pequena. Na média de todos os cenários hidrológicos simulados (séries históricas e 2.000 séries sintéticas simuladas no modelo NEWAVE), o setor emitiria 37 MtCO₂e, valor este considerado como referência para o setor elétrico. Cabe ressaltar que os cenários hidrológicos citados não têm o objetivo de simular mudanças no padrão hidrológico das bacias hidrográficas devido às mudanças climáticas globais.

Tabela 34. Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2015	2020	2025	2026
MtCO ₂ e					
Setor Elétrico	27	81	38	57	62
Sistema Interligado Nacional - SIN	21	64	24	36	37
Autoprodução	6	17	14	21	25
Setor Energético	23	32	30	35	35
Residencial	26	18	20	22	22
Comercial	2	1,4	2,1	2,5	2,5
Público	2	0,8	0,7	0,7	0,7
Agropecuário	16	18	19	21	21
Transportes	140	194	188	197	200
Industrial	62	88	83	91	93
Emissões fugitivas	27	20	24	32	33
TOTAL	317	454	404	457	469

- 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 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases De Efeito Estufa (MCTI, 2016) e Relatórios de Referência – Setor Energia (MCTI, 2015).
 - (4) A partir do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de GEE as emissões devido ao uso de combustíveis como matéria-prima (consumo não-energético) passaram a ser contabilizadas na rubrica Processos Industriais, e não mais no subsetor Industrial do Setor Energia (MCTI, 2015).

Gráfico 101. Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia

Os resultados da oferta de energia elétrica (simulação da operação) mostram que a geração elétrica a partir de fontes renováveis alcançará 90% em 2026, sobretudo em função do aumento de geração a partir das energias eólica, solar e biomassa. Ao se considerar a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somam 93% do total da geração de energia elétrica em 2026.

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 2026 procura manter essa condição. Considerando que o país cumpra o compromisso absoluto de sua NDC, de 1,3GtCO₂e em 2025, as emissões oriundas do SIN previstas neste PDE representariam menos de 3% desse total. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa não devem se concentrar no setor elétrico, mas sim em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

Tomando como base o terceiro inventário brasileiro de emissões (MCTI, 2016), o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 48% entre 2005 e 2026. Esse incremento é menor que o esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (63%), conforme Tabela 35. Isso significa que, no cenário deste PDE, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2026 (kgCO₂e/tep) será menor que aquele verificado no ano de 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia (kgCO₂e/PIB) também deverá fechar o horizonte decenal abaixo daquele verificado para o ano de 2005 (104,5 kgCO₂e/R\$ mil [2010]), chegando em 2026 a 93,4 kgCO₂e/R\$ mil [2010].

Os resultados apresentados demonstram que o cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta expressa no Decreto nº 7.390/10⁴³ do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre

634 e 680 MtCO₂e). Além disso, as emissões ficam abaixo da trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia.⁴⁴

Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2026 está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC⁴⁵ (Tabela 36). As medidas incorporadas no 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, entre outras, permitirão ao Brasil manter os indicadores de desempenho de sua matriz energética entre os países que menos emitem gases de efeito estufa na produção e consumo de energia.

BOX 10.7 – EMISSÕES DE GEE EM UM CENÁRIO DE MAIOR CRESCIMENTO ECONÔMICO

Em cenário de maior crescimento econômico e, conseqüentemente, maior demanda de energia, estima-se aumento de 28 MtCO₂e nas emissões totais em 2026, atingindo 510 MtCO₂e. O setor de transportes teria suas emissões aumentadas em 15 MtCO₂e em virtude, principalmente, de maior frota de veículos leves com conseqüente aumento no consumo de gasolina.

O aumento do consumo de combustíveis no setor industrial traria um aumento de 9 MtCO₂e.

O setor elétrico também aumentaria suas emissões, porém em menor proporção, cerca de 3 MtCO₂e. No entanto, mesmo nesse cenário de maiores emissões, a meta estipulada para 2020 é atendida e as emissões ficam abaixo da trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia.

⁴³ Regulamenta a Lei nº 12.187/09 que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e apresenta as projeções que embasaram as metas setoriais de redução de emissões em 2020.

⁴⁴ Os resultados de emissões são influenciados também pela conjuntura econômica, de forma que o mau desempenho da economia, embora indesejável, acaba por favorecer a redução de emissões de GEE.

⁴⁵ UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

BOX 10.8 – MITIGAÇÃO DE GEE: É POSSÍVEL IR ALÉM?

O PDE incorpora várias medidas de mitigação que permitirão ao Brasil manter sua matriz energética com emissões de GEE relativamente baixas e compatível com o compromisso internacional assumido pelo Brasil no acordo de Paris. Dentre elas, estão estratégias que naturalmente já fazem sentido econômico para o país, como a expansão da oferta de biocombustíveis e de fontes renováveis de geração de energia elétrica, assim como as medidas de eficiência energética.

Para ir além, as oportunidades se concentram principalmente nos setores que mais emitem: transporte e indústria. No setor de transformação de energia também há boas oportunidades, principalmente nas refinarias. Porém, serão necessários esforços ainda maiores, seja pela questão dos elevados custos de investimento, seja pela necessidade de forte articulação político-institucional como, por exemplo, as medidas relacionadas a mudanças nos modais de transportes de cargas e de mobilidade urbana.

Em todo caso, há necessidade de maior aprofundamento nos estudos sobre oportunidades de mitigação (não apenas no setor de energia), de forma a encontrar o conjunto de medidas que melhor atenda às necessidades de desenvolvimento do Brasil e com a melhor relação custo-benefício econômico, energético e ambiental.

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 mudanças climáticas 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.

Tabela 35. Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2025	2026
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ e	317	405	457	469
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.033	4.225	4.874	5.019
Oferta Interna Bruta	10 ⁶ tep	218	302	342	353
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂e/tep	1.454	1.341	1.362	1.328
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂e/R\$ [2010]	104,5	95,8	93,7	93,4

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos conforme AR5 do IPCC (CH₄=28 e N₂O=265).

Fonte: EPE, considerando dados do MCTIC (2016) e IBGE (dados realizados de emissões e PIB).

Tabela 36. Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2026

Indicadores	NDC	PDE 2026
	Ano de referência 2025	
Energia elétrica (participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução)	22%	23%
Energia elétrica (participação da hidroeletricidade na geração centralizada)	71%	71%
Matriz energética (participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica)	32%	35%
Matriz energética (participação de bioenergia)	18%	20%
Matriz energética (participação das fontes renováveis)	45%	49%
Eficiência energética (elétrica)	8%	7%

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > A inserção da variável ambiental no planejamento energético e a busca pela minimização dos impactos socioambientais se dão desde as etapas iniciais, anteriores ao PDE, como nos estudos iniciais de corredores e traçados de linhas de transmissão (relatórios R1 e R3, respectivamente) em que são evitadas áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental, ou nos estudos de inventário hidrelétrico, em que critérios ambientais são considerados na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas.
- > No PDE 2026 a variável ambiental contribui para a definição da expansão prevista por meio da: 1) análise processual individualizada das usinas hidrelétricas, com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs e 2) análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, de modo a ajustar a previsão de início de produção.
- > O Capítulo 10 apresenta a Análise das emissões de GEE e a Análise Socioambiental Integrada, que têm por objetivo fornecer subsídios para a gestão antecipada e preventiva das principais questões socioambientais relacionadas à expansão prevista no PDE 2026.
- > A Análise Socioambiental Integrada é baseada em temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências socioambientais mais significativas associadas aos projetos previstos no PDE 2026, tendo em vista as sensibilidades mais importantes identificadas para cada região do país.
- > Foram selecionados 10 temas socioambientais: recursos hídricos, resíduos, biodiversidade aquática, vegetação nativa, áreas protegidas, paisagem, qualidade do ar, povos e terras indígenas, organização territorial e comunidades quilombolas.
- > Dentre os temas socioambientais analisados, três foram selecionados como prioritários: povos e terras indígenas, áreas protegidas e biodiversidade aquática. São temas que envolvem questões capazes de aumentar a incerteza associada ao planejamento de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no horizonte decenal e, por esse motivo, impõem a necessidade de se canalizar esforços para tratá-las de maneira adequada.
- > No que diz respeito aos povos e terras indígenas as principais questões estão relacionadas à ausência de dispositivos legais e normativos importantes. Ainda não se chegou a um processo que compreenda a efetiva participação dos povos indígenas, sendo necessário regulamentar o processo de consulta a esses povos conforme a convenção nº169 da OIT. Também é necessário regulamentar o § 3 do art. 231 da Constituição Federal sobre a exploração do potencial energético em terras indígenas. Lidar com as diferenças culturais e de interesse que perpassam esse diálogo continua sendo um grande desafio para o setor.
- > Já em relação às áreas protegidas, a interferência direta ou indireta de importantes projetos de energia em UCs pode se desdobrar em conflitos de caráter técnico e, principalmente, jurídico-institucional. O processo de negociação é complexo, pois envolve diversos interesses e tem como desafio compatibilizar a expansão da oferta de energia e a conservação da biodiversidade em áreas protegidas.
- > Há a necessidade de se antecipar estudos e pesquisas que permitam melhor compreensão da função ecológica dos ambientes aquáticos impactados pelos projetos de energia, em especial as UHE. Apesar da realização de algumas ações nesse sentido, a incorporação dos resultados no processo de planejamento só será possível em médio e longo prazo.
- > Em um cenário de maior demanda de energia elétrica, além das interferências e sensibilidades apontadas, estima-se que, com o aumento na oferta de energia eólica e de termelétricas a gás natural, seja necessário

reforçar a atenção para a qualidade do ar, devido ao aumento de emissões de gases poluentes pelas termelétricas e devem ser observadas possíveis interferências dos empreendimentos eólicos com a paisagem, em áreas de beleza cênica e com áreas protegidas.

> O desafio da gestão adequada dos temas socioambientais prioritários deve ser enfrentado por meio da construção de um diálogo que possa subsidiar e integrar o planejamento de diferentes setores e possibilite a participação, em diferentes graus, das diversas entidades envolvidas direta e indiretamente no processo de planejamento, implantação e operação dos empreendimentos energéticos. O diálogo antecipado com as partes interessadas pode fornecer informações importantes para o planejamento e a tomada de decisão, além de minimizar futuros conflitos e resolver questões que sobrecarregam o processo de licenciamento dos empreendimentos planejados.

> Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025 (para todo o conjunto da economia: energia, mudança de uso do solo e florestas, processos industriais, resíduos e agropecuária), tendo como base as emissões de 2005. Não há distribuição 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.

> Graças à grande participação de fontes renováveis na sua matriz energética, as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Contudo, o País 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 2030 e não é esperada tendência de redução das emissões do setor de energia. As emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis.

> Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial. Ao longo do horizonte, esses setores continuarão, em conjunto, responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 63% em 2026. Em ambos os setores, ações para redução das emissões de GEE são consideradas nas projeções de oferta e demanda. Para o setor de transportes, é indicada a expansão da produção de etanol em 63% no decênio e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, chegando a 10% em 2018. Além disso, as projeções de demanda de energia para o setor consideram cenário com ganhos em eficiência energética. A conservação de energia resultante é da ordem de 6,9% para o último ano do horizonte. Em relação às indústrias, a conservação de energia resultante de ganhos em eficiência é da ordem de 5,4% para o último ano do horizonte.

> No setor elétrico, a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somará 93% do total da geração de energia elétrica em 2026. 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. Considerando que o país cumpra o compromisso absoluto de sua NDC, de 1,3GtCO₂e em 2025, as emissões oriundas do SIN previstas no PDE 2026 representariam menos de 3% desse total. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa não devem se concentrar no setor elétrico, mas sim em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

> O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta expressa no Decreto nº 7.390/2010 do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO₂e). Além disso, as emissões ficam abaixo da trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia. 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.

> Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das mudanças climáticas continua sendo justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz.

> Em cenário de maior crescimento econômico e, conseqüentemente, maior demanda de energia, estima-se em relação à trajetória de referência incremento de 28 MtCO₂e nas emissões totais em 2026, atingindo 510 MtCO₂e. O setor de transportes teria suas emissões aumentadas em 15 MtCO₂e em virtude, principalmente, de maior frota de veículos leves com conseqüente aumento no consumo de gasolina. Já o aumento do consumo de combustíveis no setor industrial traria um aumento de 9 MtCO₂e. O setor elétrico também aumentaria suas emissões, porém em menor proporção, cerca de 3 MtCO₂e. No entanto, mesmo nesse cenário de maiores emissões, a meta estipulada para 2020 é atendida e as emissões ficam abaixo da trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia.

11. Consolidação dos Resultados

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja cerca de 350 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 2,0%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,3% ao ano, chegando ao fim de 2026 com uma oferta estimada em 891 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2026, em cerca de 308 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 1,9% ao ano (Tabela 37).

Tabela 37. Indicadores: consumo final de energia

Discriminação		2016	2021	2026	Variação média anual		
					2016 a 2021	2021 a 2026	2016 a 2026
População Residente	(10 ⁶ hab)	207	214	220	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10 ⁹ R\$[2010])	3.939	4.343	5.019	2,0%	2,9%	2,5%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	19	20	23	1,3%	2,4%	1,8%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	288	310	351	1,5%	2,5%	2,0%
	por PIB (tep/10 ³ R\$[2010])	0,073	0,071	0,070	-0,5%	-0,4%	-0,4%
	per capita (tep/hab)	1,39	1,45	1,60	0,8%	2,0%	1,4%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	646	746	891	2,9%	3,6%	3,3%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$[2010])	164	172	178	0,9%	0,7%	0,8%
	per capita (kWh/hab)	3.121	3.487	4.052	2,2%	3,0%	2,6%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	256	275	308	1,4%	2,3%	1,9%
	per capita (tep/hab)	1,24	1,28	1,40	0,7%	1,8%	1,3%
	por PIB (tep/10 ³ R\$[2010])	0,065	0,063	0,061	-0,6%	-0,6%	-0,6%

Em relação à oferta interna de energia (Tabela 38), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,6%, destacando-se o crescimento médio de 6,3% ao ano 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 2026 (Gráfico 102).

Por outro lado, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 37% em 2016 para 32% em 2026 (Gráfico 103). Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por

etanol e do óleo combustível e GLP por gás natural são os principais determinantes da diminuição esperada no período.

Observa-se que o país tem caminhado em convergência ao cumprimento das metas assumidas (Tabela 39), com destaque para a previsão de superação das mesmas no que tange a composição da Matriz Energética, em especial quanto à participação de fontes renováveis (exclusive hídrica), para a qual se projeta uma participação de 35%, participação de bioenergia (produtos da cana e biodiesel) estimada em 20% e participação total de energia renovável de 49%. A geração estimada incluindo a autoprodução é apresentada na Tabela 40.

Tabela 38. Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2016		2021		2026		2016-2026
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média
Energia Não Renovável	155.931	54	160.023	52	181.453	52	1,5
Petróleo e Derivados	105.316	37	104.389	34	110.108	31	0,4
Gás Natural	29.179	10	32.808	11	42.235	12	3,8
Carvão Mineral e Derivados	15.021	5	16.142	5	18.696	5	2,2
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	3.931	1	3.912	1	6.948	2	5,9
Outras Não renováveis	2.484	1	2.773	1	3.465	1	3,4
Energia Renovável	131.825	46	149.866	48	169.781	48	2,6
Hidráulica e Eletricidade	40.503	14	44.467	14	48.263	14	1,8
Lenha e Carvão Vegetal	26.104	9	23.997	8	25.810	7	-0,1
Derivados da Cana-de-Açúcar	49.667	17	58.272	19	67.111	19	3,1
Outras Renováveis	15.551	5	23.130	7	28.597	8	6,3
Total	287.755	100	309.889	100	351.234	100	2,0

Gráfico 102. Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

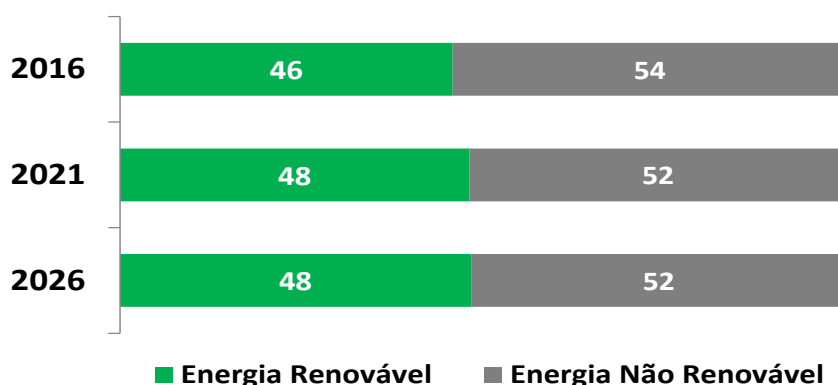


Gráfico 103. Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte

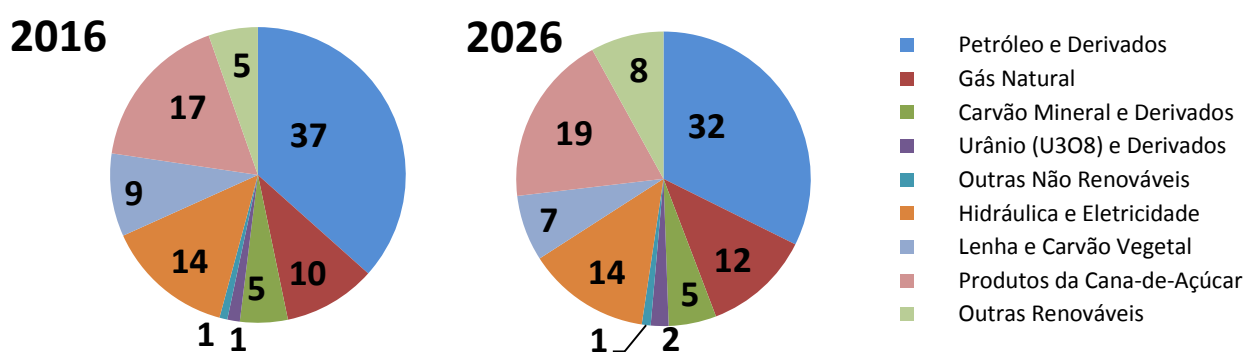


Tabela 39. Acompanhamento das medidas NDC x projeções PDE 2026

INDICADORES		NDC	PDE 2026
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eleticidade	8%	4%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	23%	23%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	71%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	23 a 28%	35%
	Participação de bioenergia	18%	20%
	Participação total de fontes renováveis	45%	49%

Tabela 40. Geração Total de Eletricidade

Geração Centralizada	2016		2021		2025		2026	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	377	65	513	69	554	64	556	62
Gás Natural	45	8	20	3	35	4	37	4
Carvão	16	3	10	1	14	2	15	2
Nuclear	16	3	15	2	15	2	26	3
Biomassa	23	4	30	4	38	4	40	4
Eólica	33	6	75	10	104	12	111	12
Solar (centralizada)	0	0	10	1	19	2	21	2
Outros	11	2	4	0	4	0	4	0
Subtotal (atend. Carga)	522	90	677	90	783	90	809	90
Autoprodução & Geração Distribuída	2016		2021		2025		2026	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	27	5	37	5	43	5	44	5
Solar	0	0	1	0	3	0	5	1
Hidráulica	4	1	4	1	5	1	5	1
Não renováveis	27	5	30	4	38	4	40	4
Subtotal (autoprod. & GD)	58	10	71	10	89	10	94	10
Total	580	100	748	100	872	100	903	100

No decorrer das últimas décadas, a diferença entre a demanda total de energia e a produção de energia primária vem mantendo uma trajetória decrescente. A persistir tal tendência nos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, atingindo pouco mais de 130 milhões

de tep em 2026, o que equivale a cerca de 25% da produção total de energia no País (Tabela 41).

A Tabela 42 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 7,4%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética

de derivados de petróleo, que apresenta 0,7% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente de, aproximadamente, 150 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo a esta a responsável pelo significativo superávit de energia excedente da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

A Tabela 43 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decréscimo, nos primeiros cinco anos, no processamento em UPGN, em contrapartida no mesmo quinquênio observa-se o aumento das importações como alternativa ao atendimento do crescimento do consumo, em especial no setor industrial. Já no segundo período, projeta-se o expressivo crescimento na oferta de gás natural oriundo de UPGN, diminuindo a dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, pode-se ressaltar o significativo aumento do consumo de gás natural como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo. Com crescimento anual médio de 2,5% no período, sendo mais destacado o crescimento médio de 3,7% apenas no segundo quinquênio. Estima-se que o consumo não energético seja de aproximadamente 10 milhões de m³/dia em 2026.

Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 2,1% ao ano nos próximos dez anos, chegando a 63,5 milhões de m³/dia em 2026.

Por fim, a Tabela 44 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2026 considerada na Análise Socioambiental.

Tabela 41. Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2016	2021	2026	2016-2021	2021-2026	2016-2026
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	297.896	322.851	374.377	1,6	3,0	2,3
Consumo Final	256.141	274.678	308.364	1,4	2,3	1,9
Perdas ⁽¹⁾	41.754	48.173	66.012	2,9	6,5	4,7
Produção de Energia Primária (B)	301.578	375.614	506.570	4,5	6,2	5,3
Energia Excedente (B)-(A)	3.682	52.763	132.194	70,3	20,2	43,1

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

Tabela 42. Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2016	2021	2026	2016-2021	2021-2026	2016-2026
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	116.098	115.684	124.923	-0,1	1,5	0,7
Consumo Final	112.126	111.497	120.389	-0,1	1,5	0,7
Transformação ⁽¹⁾	3.973	4.187	4.534	1,1	1,6	1,3
Produção de Petróleo (B)	135.004	186.713	275.254	6,7	8,1	7,4
Petróleo Bruto	129.999	180.139	266.568	6,7	8,2	7,4
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	1.851	1.821	2.785	-0,3	8,9	4,2
Biodiesel ⁽³⁾	3.154	4.753	5.901	8,5	4,4	6,5
Energia Excedente (B)-(A)	18.906	71.029	150.332	30,3	16,2	23,0

Notas: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquerias.

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN.

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

Tabela 43. Balanço de gás natural seco

Discriminação	2016	2021	2026	2016-2021	2021-2026	2016-2026
	mil m³/dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	68.019	71.024	86.408	0,9%	4,0%	2,4%
UPGN	42.316	40.180	56.605	-1,0%	7,1%	3,0%
Importação	25.703	30.843	29.803	3,7%	-0,7%	1,5%
Consumo Total Esperado	68.019	71.024	86.408	0,9%	4,0%	2,4%
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	16.468	13.618	22.871	-3,7%	10,9%	3,3%
Consumo final	51.551	57.406	63.537	2,2%	2,1%	2,1%
Consumo não energético	7.842	8.370	10.057	1,3%	3,7%	2,5%
Consumo energético	43.708	49.035	53.480	2,3%	1,8%	2,0%
Setor energético ⁽²⁾	10.461	10.972	11.865	1,0%	1,6%	1,3%
Residencial	1.157	1.557	1.986	6,1%	5,0%	5,5%
Transportes	5.039	5.519	5.854	1,8%	1,2%	1,5%
Industrial	26.216	29.834	32.302	2,6%	1,6%	2,1%
Outros ⁽³⁾	835	1.153	1.473	6,7%	5,0%	5,8%

Notas: (1) Inclui autoprodução.
(2) Não inclui o consumo em E&P.
(3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário

Tabela 44. Síntese da Expansão Prevista no PDE 2026

FONTE OU ATIVIDADE	EXPANSÃO DO PDE 2026
 UHE	- 4.553 MW (16 UHEs), todas as regiões do Brasil com exceção do Nordeste - Contratado: 2.111 MW (7 UHEs), e Indicativo: 2.442 MW (9 UHEs) - Região Hidrográfica Amazônica: 6 UHEs e 57% da potência, RH Paraná: 7 UHEs e 20% da potência, RH Uruguai: 2 UHEs e 19% da potência e RH Atlântico Sudeste: 1 UHE e 3% da potência
 PCHs	- 2.340 MW - Contratado: 840 MW (76 PCHs) em todas as regiões do Brasil - Indicativo: 1.500 MW no subsistema SE/CO
 Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear	- 18.751 MW - Contratado: 2.481 MW (4 UTEs GN e 1 UTE a carvão) e 1.405 MW (1 nuclear) - Indicativo: 2.667 MW (112 MW no subsistema SE/CO, 1.500 MW no NE e 1.054 MW no S) + 12.198 MW de alternativa de ponta que para fins de simulação e análise socioambiental foi considerado gás natural
 Termelétricas a biomassa	- 4.052 MW, predominante no SE e CO - Contratado: 850 MW, 71% de cavaco de madeira, 24% de queima do bagaço e palha da cana de açúcar e duas usinas a biogás de vinhaça (4%) e uma de casca de arroz (1%) - Indicativo: 3.202 MW
 Eólicas	- 18.451 MW - Contratado: 6.627 MW (374 parques), principalmente litoral do NE - Indicativo: 11.824 MW no subsistema NE e subsistema S
 Solar	- 9.641 MW - Contratado: 2.641 MW (94 projetos) sendo 70% no NE e 29% no SE. Há também no CO e N - Indicativo: 7.000 MW nas regiões NE, CO e SE
 Transmissão	- 388 novas linhas de transmissão, em todas as regiões do Brasil - 47.000 km (35% do sistema) - Contratado: 245 LTs - Análise socioambiental de 321 LTs, 46.897 km de extensão - N (9.231 km), NE (14.831 km), CO (5.082 km), SE (10.315 km) e S (7.438 km)
 Exploração e produção de petróleo e GN	- 304 UPs de exploração e produção de petróleo e gás natural iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio - UPs onshore nas regiões N (AM), NE (MA, PI, RN, AL e BA) e CO (MT). - UPs offshore estão concentradas no SE, com ocorrência também no NE e N - Recurso não convencional em MG
 Refinarias, UPGNs e Terminais de GNL	- 1 refinaria (PE) - 1 UPGN (RJ) - 1 terminal de regaseificação (SE)
 Gasodutos	- 2 gasodutos (CE e RJ)
 Etanol	- Expansão da produção de etanol em 57% no horizonte decenal, passando de 27 bilhões de litros (2017) para 43 bilhões de litros (2026) - Regiões Centro-Oeste e Sudeste, noroeste do Paraná, Zona da Mata e Semiárido Nordeste
 Biodiesel	- 3 novas usinas e 3 usinas em ampliação (regiões NE, CO e S)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

BOX 11.1 – CAMINHOS FLEXÍVEIS PARA A MATRIZ ENERGÉTICA

O Brasil se destaca por possuir já hoje uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países no mundo. Isso significa que as emissões de gases de efeito estufa por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Contudo, em relação aos indicadores socioeconômicos, o Brasil terá que superar desafios para atingir padrões de consumo comparáveis aos de países desenvolvidos e isso impactará diretamente na demanda de energia.

Analisando a matriz brasileira em um cenário econômico mais otimista (crescimento médio de 3,2% a.a. frente a 2,5% a.a. na trajetória de referência), este teria impactos sobre a demanda, aumentando o consumo per capita em aproximadamente 6%, em 2026, e exigindo uma maior oferta de energia. Nesse ambiente de crescimento mais robusto, a oferta interna de energia se mantém, até 2026, nos patamares observados na trajetória de referência, ou seja, em torno de 48%, composta por energias renováveis.

A manutenção da elevada participação de fontes renováveis em sua matriz é um desafio para o Brasil, mas é interessante observar que as estratégias naturais de expansão da oferta – como a penetração de renováveis e a ampliação da participação de combustíveis renováveis nos setores industrial e de transportes, por exemplo – fazem sentido econômico para o país.

A matriz energética elaborada pela EPE serviu de base para as medidas do setor de energia que constam na NDC brasileira, apresentada durante a COP21, em 2015. Como já mencionado, a NDC do Brasil compreende o conjunto da economia e se baseia em caminhos flexíveis para atingir esses objetivos, ou seja, o alcance dos objetivos pode ocorrer de diversas formas, com diferentes contribuições dos setores da economia.

Portanto, considerando tais caminhos flexíveis, existe uma gama de trajetórias possíveis na esfera de decisão do Brasil em privilegiar a expansão de fontes renováveis no consumo e geração de energia. A definição de qual trajetória seguir, por sua vez, ancora-se em uma série de estudos técnicos e conjunturais, que servem de base para a quantificação dos objetivos, que são desafiadores, porém factíveis, e retrata o compromisso do Brasil na contribuição para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas.

11.1 SÍNTESE DOS RESULTADOS

Tabela 45. Síntese dos Resultados

	2016	2021	2026	2016-2021		2021-2026		2016-2026	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	3.939	4.343	5.019	405	10%	675	16%	1.080	27%
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	206,9	214,1	219,9	7,2	3%	5,8	3%	13,0	6%
PIB per capita (10 ³ R\$[2010]/hab)	19,0	20,3	22,8	1,2	7%	2,5	12%	3,8	20%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,39	1,45	1,60	0,06	4%	0,15	10%	0,21	15%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$[2010])	73,1	71,3	70,0	-1,7	-2%	-1,4	-2%	-3,1	-4%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$[2010])	163,9	171,9	177,5	7,9	5%	5,7	3%	13,6	9%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$[2010])	0,073	0,071	0,070	-0,002	-2%	-0,001	-2%	-0,003	-4%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				0,70		0,79		0,74	
Consumo Final ⁽³⁾ (10⁶ tep)	256,1	274,7	308,4	18,5	7%	33,7	12%	52,2	20%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	51,6	57,4	63,6	5,9	11%	6,1	11%	12,0	23%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	15,8	16,4	18,2	0,6	4%	1,7	10%	2,3	15%
Lenha (10 ⁶ t)	57,5	52,8	53,4	-4,6	-8%	0,5	1%	-4,1	-7%
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	5,5	5,3	6,0	-0,2	-3%	0,7	13%	0,5	10%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	136,2	156,7	175,5	20,6	15%	18,7	12%	39,3	29%
Eletricidade (TWh)	515,5	608,8	741,0	93,3	18%	132,2	22%	225,5	44%
Etanol (10 ⁶ m ³)	27,7	33,8	40,9	6,1	22%	7,1	21%	13,2	47%
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	3,5	5,3	6,6	1,8	51%	1,3	24%	3,1	87%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	105,5	102,1	101,1	-3,4	-3%	-1,0	-1%	-4,4	-4%
Óleo Diesel	52,3	54,2	61,9	1,9	4%	7,7	14%	9,8	18%
Óleo Combustível	3,8	3,9	4,3	0,1	2%	0,4	11%	0,5	14%
Gasolina	31,9	25,0	21,7	-6,9	-22%	-3,3	-13%	-10,2	-32%
GLP	13,5	14,5	15,6	1,0	8%	1,1	7%	2,1	16%
Querosene	4,1	4,5	5,3	0,5	11%	0,8	17%	1,2	30%
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	287,8	311,5	351,2	23,8	8%	39,7	13%	63,5	22%
Petróleo - Produção	2.512	3.480	5.150	968,7	39%	1.669,7	48%	2.638,4	105%
(10 ³ barris/dia) - Exportação ^(*)	-618	-1.521	-3.082	-902,6	146%	-1.561,3	103%	-2.463,9	398%
Gás Natural - Produção ⁽⁴⁾	87,9	98,9	154,0	11,1	13%	55,0	56%	66,1	75%
(10 ⁶ m ³ /dia) - Importação ^(*)	20,5	30,8	29,8	10,4	51%	-1,0	-3%	9,3	46%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³) - Produção	45,4	50,5	54,7	5,1	11%	4,2	8%	9,4	21%
- Importação/Exportação	1,5	4,3	7,9	2,9	195%	3,6	83%	6,5	441%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³) - Produção	11,7	12,2	12,6	0,5	4%	0,4	3%	0,9	8%
- Exportação	-6,9	-8,1	-8,0	-1,2	18%	0,1	-1%	-1,1	16%
Gasolina (10 ⁶ m ³) - Produção	27,8	27,5	27,5	-0,3	-1%	0,0	0%	-0,3	-1%
- Exportação ⁽⁵⁾	3,5	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
GLP (10 ⁶ m ³) - Produção	9,9	12,1	14,3	2,2	22%	2,2	18%	4,4	44%
- Importação	4,1	2,4	1,2	-1,8	-43%	-1,1	-48%	-2,9	-70%
Querosene (10 ⁶ m ³) - Produção	5,8	5,7	5,7	-0,1	-1%	0,0	-1%	-0,1	-2%
- Exportação	-1,5	-1,2	-0,4	0,3	-19%	0,8	-65%	1,1	-72%
Etanol (10 ⁶ m ³) - Produção	28,7	35,8	43,1	7,1	25%	7,3	21%	14,4	50%
- Exportação	-1,0	-1,9	-2,2	-0,9	99%	-0,3	14%	-1,2	127%
Eletricidade (TWh) - Produção+importação	645,7	746,5	896,5	101	16%	150	20%	251	39%

Tabela 45. Síntese dos Resultados (cont.)

	2016	2021	2026	2016-2021		2021-2026		2016-2026	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁶⁾ (GW)	148,4	179,4	212,5	31,0	21%	33,1	18%	64,1	43%
Hidráulica ⁽⁷⁾	96,7	109,0	110,5	12,3	13%	1,5	1%	13,8	14%
Nuclear	2,0	2,0	3,4	0,0	0%	1,4	71%	1,4	71%
Térmica ⁽⁸⁾	21,0	23,4	23,2	2,5	12%	-0,2	-1%	2,3	11%
PCH+Biomassa+Eólica+Solar	28,7	45,0	63,2	16,2	56%	18,3	41%	34,5	120%
Alternativa Indicativa de Ponta	0,0	0,0	12,2	-	-	12,2	-	12,2	-
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁹⁾									
Linhas de Transmissão (km)	134.956	167.232	196.839	32.276	24%	29.607	18%	61.883	46%
Subestações (MVA)	333.267	428.541	532.445	95.274	29%	103.904	24%	199.178	60%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽¹⁰⁾	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional (ano base 2015).

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) 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.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) Em relação à demanda apresentada no capítulo 6 - Abastecimento de Derivados de Petróleo, estimam-se exportações de 300 mil m³ em 2021 e importação de 1 milhão de m³ em 2026. Em relação à trajetória de demanda apresentada no Box 6.1, o valor exportado seria de 2,4 milhões de m³ em 2021 e de 5,7 milhões de m³ em 2026.

(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. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(7) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(8) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial.

(9) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(10) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 46. Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões	
	Período 2017-2026	%
Oferta de Energia Elétrica	361	26,2%
Geração ⁽¹⁾	242	17,5%
Transmissão ⁽²⁾	119	8,6%
Petróleo e Gás Natural	985	71,4%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	945	68,5%
Oferta de Derivados de Petróleo	23	1,7%
Oferta de Gás Natural	17	1,2%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	33	2,4%
Etanol – Usinas de produção	27	1,9%
Etanol – Infraestrutura dutoviária e portuária	5	0,4%
Biodiesel – Usinas de produção	1	0,1%
TOTAL	1.379	100%

Notas: (1) Inclui estimativas de investimentos em usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 3,26 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2016).

Tabela 47. Projeção na Matriz Energética Nacional – Ano 2026

CONSOLIDADO - 2026 (10³tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA														TOTAL			
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPORE	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U ₃ O ₈	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEIRA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO ₃	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO		ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	
PRODUÇÃO	266.568	55.805	3.757	0	6.948	47.364	25.810	68.256	32.062	506.548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	506.548
IMPORTAÇÃO	12.407	9.573	5.251	8.539	0	0	0	0	0	35.770	8.342	0	745	758	5.212	2.583	0	1.150	0	899	0	320	2.134	914	0	23.058	58.827	
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OFERTA TOTAL	278.975	65.378	9.007	8.539	6.948	47.364	25.810	68.256	32.062	542.318	8.342	0	745	758	5.212	2.583	0	1.150	0	899	0	320	2.134	914	0	23.058	565.376	
EXPORTAÇÃO	171.946	0	0	0	0	0	0	0	0	-171.946	-1.626	-7.632	-5.161	0	0	2.931	0	0	0	0	0	-1465	-261	0	0	-17.730	-189.675	
NÃO-APROVEITADA	0	-2.393	0	0	0	0	0	0	0	-2.393	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.393	
REINJEÇÃO	0	-20.750	0	0	0	0	0	0	0	-20.750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20.750	
OFERTA INTERNA BRUTA	107.030	42.235	9.007	8.539	6.948	47.364	25.810	68.234	32.062	347.229	6.716	-7.632	-4.416	758	5.212	-348	0	1.150	0	899	0	-1145	1.873	914	0	5.328	351.234	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	107.030	-19.641	-5.121	-8.539	-6.948	-47.364	-9.264	-30.883	-22.564	-257.332	51.417	11.786	21.139	8.758	1.918	4.686	1.362	6.674	0	76.200	3.877	22.213	9.877	7.729	218	227.832	-29.500	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	107.030	0	0	0	0	0	0	0	-2.785	-109.815	46.419	12.120	20.380	4.815	4.244	4.686	0	0	0	0	0	0	9.814	7.106	0	109.584	-231	
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-6.622	0	0	0	0	0	0	785	-5.836	0	0	0	3.827	0	0	0	0	0	0	0	0	0	623	0	4.450	-1.386	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	-8.539	0	0	0	0	0	-8.539	0	0	0	0	0	0	1.831	6.674	0	0	0	0	-629	0	218	8.093	-446	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.948	0	0	0	0	-6.948	0	0	0	0	0	0	0	0	6.844	0	0	0	0	0	0	6.844	-104	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-6.354	-4.813	0	0	-46.899	-1.530	-5.421	-10.531	-75.548	0	-3	0	0	0	0	0	0	6.844	68.709	0	0	0	0	0	61.861	-13.686	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.665	-308	0	0	-465	-419	-3.215	-6.254	-15.327	-607	-331	0	0	0	0	-468	0	0	7.491	0	0	-638	0	0	5.448	-9.880	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-7.315	0	0	-7.315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.877	0	0	0	0	3.877	-3.438	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-22.246	0	-22.224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.213	0	0	0	22.191	-33	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-2.000	0	0	0	0	0	0	-3.779	-5.779	5.606	0	759	116	2.326	0	0	0	0	0	0	0	1.330	0	0	5.484	-295	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.369	0	0	0	0	0	-13.369	-13.369	
CONSUMO FINAL	0	22.594	3.886	0	0	0	16.546	37.373	9.498	89.898	58.134	4.154	16.723	9.516	7.130	4.338	1.362	7.823	0	63.730	3.877	21.068	11.750	8.643	218	218.467	308.364	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	3.230	0	0	0	0	0	0	0	3.230	0	0	0	0	7.130	6	0	0	0	0	0	697	511	8.643	123	17.111	20.341	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	19.364	3.886	0	0	0	16.546	37.373	9.498	86.667	58.134	4.154	16.723	9.516	0	4.332	1.362	7.823	0	63.730	3.877	20.371	11.239	0	94	201.356	288.023	
SETOR ENERGÉTICO	0	5.997	0	0	0	0	0	16.209	0	22.207	2.508	265	0	28	0	0	220	0	0	6.694	0	0	3.733	0	0	13.448	35.654	
RESIDENCIAL	0	638	0	0	0	0	4.638	0	0	5.276	0	0	0	7.676	0	0	0	0	0	16.683	330	0	0	0	0	24.689	29.965	
COMERCIAL	0	473	0	0	0	0	96	0	0	569	4	25	0	500	0	0	0	0	0	11.159	73	0	0	0	0	11.762	12.332	
PÚBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	9	0	265	0	0	0	0	0	4.688	0	0	0	0	0	4.965	4.965	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.203	0	0	2.203	7.413	35	0	14	0	0	0	0	0	3.180	10	17	0	0	0	10.670	12.873	
TRANSPORTES	0	1.880	0	0	0	0	0	0	0	1.880	46.847	1.099	16.723	0	0	4.331	0	0	0	275	0	20.353	0	0	0	89.628	91.509	
INDUSTRIAL	0	10.375	3.886	0	0	0	9.608	21.164	9.498	54.532	1.358	2.722	0	1.032	0	1	1.143	7.823	0	21.050	3.464	0	7.506	0	94	46.194	100.726	
AJUSTES	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	

Notas: (1) produção esperada de gás natural em função da projeção de processamento em plantas de gás natural.

(2) A importação de eletricidade corresponde ao montante excedente de Itaipu pertencente ao Paraguai.

Referências Bibliográficas

GERAIS

ALMEIDA JUNIOR, C. R. S. Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional. 2017. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia em Sistemas e Computação)- COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Banco de Informações da Geração (BIG)**, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 14 mar. 2017.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Balanco Energético Nacional (BEN) 2016: Ano base 2015, 2016**. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br> >. Acesso em mar/2017.

_____. Plano decenal de expansão de energia 2024. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2015. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 mar. 2017.

PETROBRAS. Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Apresentação do Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao/> >. Acesso em set/16

ECONOMIA

CNI [Confederação Nacional da Indústria]. **Indicadores Industriais**. Ano 18, n.11. Disponível em: < <http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/estatisticas/2017/01/1,38498/indicadores-industriais.html/> >. Acesso em jan/2017.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Caracterização do Cenário Macroeconômico para os próximos 10 anos (2017-2026). Maio de 2017. Disponível em < http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT%20DEA%2009-17%20Cen%C3%A1rio%20macroecon%C3%B4mico_2017-2026_VF_20170524.pdf >.

_____. Cenário econômico 2050. Setembro de 2015. Disponível em < http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PNE2050_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf >.

FMI [Fundo Monetário Internacional] World Economic Outlook (WEO): Too Slow for Too Long, Abril 2016. Disponível em : < <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/01/> >. Acesso em fev/2017.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 3º trimestre de 2016**. Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/> >. Acesso em jan/2017.

_____. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060. Rio de Janeiro: IBGE, 2012.

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio 2015/2016 a 2025/2026**. Brasília, DF: MAPA, 2016.

MDIC [Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços]. **Estatísticas de Comércio Exterior – Balança Comercial: janeiro a dezembro de 2016**. Disponível em: < <http://www.mdic.gov.br/comercio-exterior/estatisticas-de-comercio-exterior/balanca-comercial-brasileira-acumulado-do-ano?layout=edit&id=2205> >. Acesso em fev/2017

DEMANDA

ABAL [Associação Brasileira do Alumínio] **Produção Mensal, 2016**. Disponível em : < <http://www.abal.org.br/estatisticas/nacionais/aluminio-primario/producao-mensal/> >. Acesso em mar/2017.

IABR [Instituto Aço Brasil] **Estatísticas de Desempenho, 2016**. Disponível em :< <http://www.acobrasil.org.br/site2015/estatisticas.asp> >. Acesso em mar/2017.

IBÁ [Indústria Brasileira de Árvores] **Histórico do Desempenho do Setor, 2016**. Disponível em :< <http://iba.org/pt/biblioteca-iba/historico-do-desempenho-do-setor> >. Acesso em mar/2017.

IEA [International Energy Agency] **Key World Energy Statistics 2016, 2016**. Disponível em :< <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf> >. Acesso em mar/2017.

[LBNL] ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, 2016, **Planning for a Distributed Disruption: Innovative Practices for Incorporating Distributed Solar into Utility Planning**. Disponível em <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1006047.pdf>. Acesso em jun/2017.

MME [Ministério de Minas e Energia] **Sinopse da Mineração e Transformação Mineral - 2017 base 2016, 2016**. Disponível em :< http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/publicacoes/sinopse-mineracao-e-transformacao-mineral?_20_displayStyle=descriptive&p_id=20 >. Acesso em mar/2017.

MOORE, G. G. A. MOORE. "CROSSING THE CHASM", 2002

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AEE Institute. **Economic Potential for Peak Demand Reduction in Michigan**. Relatório. San Francisco, 2017.

ALMEIDA JUNIOR, C. R. S. **Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional**. 2017. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia em Sistemas e Computação)- COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

BID **Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericano: herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión; DOCUMENTO PARA DISCUSIÓN # IDB-DP-341**, Disponível em <http://services.iadb.org/wmsfiles/products/Publications/38685962.pdf>

CESAR, T. **Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco**. 2015. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - PUC-Rio, Rio de Janeiro.

EPRI – Electric Power Research Institute. **Smart Grid Resource Center**, 2017. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/DemoProjects.aspx>. Acesso em Abril de 2017.

GANDELMAN, D. A. **Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia), COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.

GORENSTIN, B.G.; CAMPODONICO, N.M.; COSTA, J.P.; PEREIRA M.V.F. "Power system expansion planning under uncertainty." *Power Systems, IEEE Transactions on* 8 (1993): 129 – 136.

IRENA, **Planning for the renewable future: long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies**, 2017, disponível em http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

LISBOA, M. L. V., et al. "MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos." *V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*. São Pedro, SP, Brasil, 2003.

MACHADO JUNIOR, Z. S. **Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento**. 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

MARANGON, J. **Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica**. Relatório. São Paulo, 2014.

MULLER, G. M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. 2016. 207 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.

MIT - Massachusetts Institute of Technology (2016). **Utility of the Future**. Relatório, Massachusetts.

NREL National Renewable Energy Laboratory (2016) **U.S. Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016**. September.

PAZ, L. R. L. P.; SILVA, N. F.; ROSA, L. P. "The paradigm of sustainability in the Brazilian energy sector." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (2007): 1558–1570

PEREIRA JR., A. O.; SOARES, J. B.; OLIVEIRA, R. G. de; QUEIROZ, R. P. de. "Energy in Brazil: Toward sustainable development?" *Energy Policy*, 2008: 73–83.

PINHEIRO, S. F.; TRINKENREICH, J. "Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear." XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Rio de Janeiro, 1982. 243-258.

SANTOS, H. L. Inserção dos Custos Ambientais em um Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo. 2008. 102 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A.; LUCENA, A. et al. Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil. Relatório. Rio de Janeiro, 2008.

UPME. Smart Grids Colombia Visión 2030. Relatório. Bogotá, 2016.

UPME. Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático. Relatório. Bogotá, 2015.

UPME. Estudio para Determinar la Vulnerabilidad Y las Opciones de Adaptación del Sector Energético Colombiano Frente al Cambio Climático. Relatório. Bogotá, 2013.

U.S. Department of Energy. Final Report on Customer Acceptance, Retention, and Response to Time-Based Rates from the Consumer Behavior Studies. Relatório. Washington, 2016.

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

"Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, CCPE/CTET - Janeiro/2001".

"Base de Referência de Preços ANEEL", de julho de 2016

EPE. EPE-DEE-DEA-RE-006-2013-rev3 - "Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul"

EPE-DEE-DEA-RE-001-2014-rev0 - "Estudo para o Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"

EPE-DEE-DEA-RE-0147-2014-rev2 - "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste"

EPE-DEE-DEA-RE-021-2015-rev0 - "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará"

EPE-DEE-RE-065/2016-rev0 - "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Sertão"

EPE-DEE-RE-017/2016-rev1 - "Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão de Rio Branco"

EPE-DEE-NT-018/2016-rev0 - "Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das regiões Norte e Nordeste – Avaliação Inicial"

EPE-DEE-NT-019/2016-rev0 - "Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das regiões Norte e Nordeste – Análise do Desempenho Dinâmico dos Bipolos A e B"

EPE-DEE-NT-029/2016-rev1 - "Atendimento Elétrico à Região de Sinop - Mato Grosso"

EPE-DEE-RE-008/2016-rev1 - "Estudo de Atendimento à Região de Campos"

EPE-DEE-RE-042/2016-rev0 - "Reavaliação do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral do Maranhão, Piauí e Ceará"

EPE-DEE-NT-049/2016-rev0 - "Indicação dos Montantes Mínimos de Geração Térmica Necessários para o Suprimento a Roraima no Período que antecede a Interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (2016-2021)"

EPE-DEE-RE-056/2016-rev0 - "Estudo Prospectivo de Conexão de PCH na Região de Iporá"

EPE-DEE-NT-034/2016-rev0 – ONS NT-021/2016 - "Análise do Impacto do Atraso das Obras da Abengoa e Priorização de Obras"

Nota Técnica Conjunta ONS NT 0035/2016 EPE-DEE-NT-035/2016-rev0 – "VOLUME II: ANOS DE 2017 A 2020 COM AS OBRAS ESTRUTURAIS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO"

EPE-DEE-NT-058/2016-rev0 - "Empreendimentos dos Estudos EPE-DEE-RE-147/2014 e EPE-DEE-RE-148/2014 Importantes para Continuidade e Segurança do Suprimento"

EPE-DEE-RE-006/2016-rev0 - "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"

EPE-DEE-RE-067/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba"

EPE-DEE-RE-007/2016-rev0 - "Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho"

EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 - "Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B"

EPE-DEE-RE-025/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Limoeiro e Carpina"

EPE-DEE-RE-064/2010-rev0 – "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"

EPE-DEE-NT-069/2016-rev0 - "Estudo de Transformações de Fronteira da Região de Brasnorte em Função da Conexão das Novas PCHs na Região – Mato Grosso"

EPE-DEE-NT-073/2016-rev0 - "Análise de Suprimento às Cargas da Região de Imbariê"

EPE-DEE-NT-086/2016-rev0 - "Análise de Alternativas para reforços e Modernização do Setor de 138 kV na SE Campos"

EPE-DEE-RE-080/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região do Sertão de Alagoas"

EPE-DEE-RE-081/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Governador Valadares"

EPE-DEE-PT-094/2016-rev0 - "Estudo de Viabilidade de Escoamento da UTE Nossa Senhora de Fátima"

EPE-DEE-RE-099/2016-rev1 - "Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa"

EPE-DEE-PT-103/2016-rev0 - "Estudo de Conexão das PCHs do Rio Corumbá"

EPE-DEE-RE-102/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Rio Claro e Rio Verde"

EPE-DEE-RE-111/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região Oeste de Minas Gerais – SEs Pimenta e São Gonçalo do Pará"

EPE-DEE-RE-003/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento às Cargas da SE Tomba"

EPE-DEE-RE-106/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás"

EPE-DEE-RE-107/2016-rev1 - "Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho"

PETRÓLEO E GÁS NATURAL

ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Participações governamentais e de terceiros**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. Acesso em jun/2016.

BP. BP Statistical Review of World Energy, 2016. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview/> > Acesso em mai/2016.

EPE. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás.** Acesso em: jun/2016.

DERIVADOS DE PETRÓLEO

ANP. **Dados Estatísticos – Processamento de Petróleo.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2017 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>.

ANP. Resolução ANP nº 30, de 29 de junho de 2015. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2015/junho/ranp%2030%20-%202015.xml>.

ANP. Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2013/dezembro/ranp%2050%20-%202013.xml>.

IMO (2016). Marine Environment Protection Committee (MEPC), 70th session, 24-28 October 2016. International Maritime Organization. Disponível em: <<http://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/MEPC/Pages/MEPC-70th-session.aspx>>.

MAPA. Portaria MAPA nº 75, de 5 de março de 2015. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Disponível em: <<http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sislegis>>.

PETROBRAS (2013). Combustíveis Marítimos – Informações Técnicas. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/manual-tecnico-combustiveis-maritimos-assistencia-tecnica-petrobras.pdf>>.

PETROBRAS (2016a). Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4449>>.

PETROBRAS (2016b). Resultados Consolidados do Terceiro Trimestre de 2016. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4517>>.

PETROBRAS (2016c). Divulgação de Resultados do 3º trimestre de 2016. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4531>>.

PETROBRAS (2016d). Refinaria Abreu e Lima bate novo recorde mensal de processamento de petróleo. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/refinaria-abreu-e-lima-bate-novo-recorde-mensal-de-processamento-de-petroleo.htm>>.

PETROBRAS (2016e). Fato Relevante - Projeto COMPERJ. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-projeto-comperj>>.

GÁS NATURAL

CNI. **A Indústria e o Brasil. Gás Natural – Uma Proposta de Política para o País.** 2010. Disponível em: <http://admin.cni.org.br/portal/data/files/00/FF8080812F555EE2012F6A4F55411A09/A%20industria%20e%20o%20Brasil%20_Gas_Natural_2011.pdf>. ACESSO EM MAR/2017.

EPE. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022.** Março, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Forms/PEMAT.aspx>>. Acesso em jan/2017.

EPE. **Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados.** Dezembro, 2016. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf>>. Acesso em mar/2017.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia.** Março, 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/Petroleo/Paginas/PanoramadaIndustriaeGasNaturalnaBolivia.aspx>>. Acesso em mar/2017.

IEA. **Global gas security review: How flexible are LNG markets in practice?** 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2016.pdf>>. Acesso em fev/2017.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, Dezembro, 2016. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_118_DEZ_16.pdf/bc508598-e8dd-4bfb-abda-400d0fd10e02. Acesso em mar/2017.

OIES [The Oxford Institute for Energy Studies]. **Brexit's impact on gas markets**. Janeiro, 2017a. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/Brexit's-impact-on-gas-markets-OIES-Energy-Insight.pdf> Acesso em mar/2017.

OIES. **The forthcoming LNG supply wave: A case of 'crying wolf'** Fevereiro, 2017b. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/02/The-Forthcoming-LNG-Supply-Wave-OIES-Energy-Insight.pdf> Acesso em mar/2017.

Shell. **LNG Outlook 2017**. Disponível em: <http://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>. Acesso em fev/2017.

OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ANEEL. **Banco de Informações da Geração (BIG)**, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 14 mar. 2017.

ANP. Boletim Mensal do Biodiesel. Fevereiro de 2017d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=74914&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430419148258>. Acesso em: 22 fev. 2017.

_____. Dados Estatísticos, 2017b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=8740>. Acesso em: 14 mar. 2017.

_____. Leilões de Biodiesel, 2017c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 mar. 2017.

_____. Sistema de informações de movimentação de produtos (SIMP), 2017a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 mar. 2017.

A TRIBUNA. Obra vai impulsionar uso de ferrovia no Porto de Santos, 2015 Disponível em: <http://www.tribuna.com.br/noticias/noticias-detalle/porto&mar/obra-vai-impulsionar-uso-de-ferrovia-no-porto-de-santos/?cHash=16347d67e31ee4372b62fd0a5da0ba2f>. Acesso em: 07 mar. 2017.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. Comunicação Pessoal, 2017.

BRASIL. Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 24 março. 2016. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 03 fev. 2017.

_____. Projeto de Lei da Câmara nº 119, de 2013. Dispõe sobre a criação do Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil, estabelece diretrizes para o zoneamento agroecológico para a cultura de palma de óleo e dá outras providências. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/115670>. Acesso em: 14 mar. 2017.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões, 2017. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: 14 mar. 2017.

CEOXPO – Planning and optimization services for your business. Metodologia dos levantamentos de custos de produção agroindustriais do setor sucroenergético. Treinamento interno ministrado por Carlos Eduardo Osório Xavier em ago. 2016.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 3, de 21 de setembro de 2015. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 de outubro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2015>. Acesso em: 03 fev. 2017.

_____. Resolução CNPE nº 11, de 14 de dezembro de 2016. Dispõe sobre adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 01 de março de 2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/3201726/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_11_Biodiesel.pdf/db551997-10a9-4ce6-9695-7479b41ead2f. Acesso em 14 mar. 2017.

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia. Bioeletricidade: reduzindo emissões & agregando valor ao sistema elétrico, nacional. Apresentação realizada por Carlos Roberto Silvestrin no Ethanol Summit 2009. São Paulo, 03 jun. 2009.

CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar: safra 2016/2017: Terceiro levantamento. Brasília: CONAB, 2016. Disponível em: www.conab.gov.br. Acesso em: 03 jan. 2017.

_____. Comunicação pessoal, 2017a.

CONSULCANA. Datacana, 2017. Disponível em: <http://consulcana.com/>. Acesso em: 26 jan. 2017.

CORRÊA NETO, V. Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural. 2001. 194 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético/COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CTC – Centro de Tecnologia Canavieira. Impurezas e qualidade da cana-de-açúcar: Levantamento dos níveis de impurezas das últimas safras. Apresentação de Jaime Finguerut e Luiz Antônio Dias Paes na Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil (STAB). Piracicaba, 05 jun. 2014. Disponível em: www.stab.org.br/palestra_ws_limpeza_da_cana/JAIME_FINGUERUT.pdf. Acesso em: 26 jan. 2017.

_____. Comunicação pessoal, 2017.

DATAGRO. Balanço de oferta e demanda mundial de açúcar. Janeiro 2015. Disponível em: <http://www.datagro.com.br>. Acesso em: 10 fev. 2015.

_____. Comunicação pessoal, 2016.

_____. Relatório VIP: Datagro eleva estimativa de déficit no balanço mundial de açúcar de 2016/17 e mantém previsão de um balanço mais equilibrado em 2017/18. Edição 29 – 17. Barueri, 06 fev. 2017.

EC – European Commission. Energy: Energy Strategy and Energy Union, 2017. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>. Acesso em: 16 jan. 2017.

EIA – U. S. Energy Information Administration. Monthly energy review: renewable energy. Total Energy Data, 2017. Disponível em: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm>. Acesso em: 10 mar. 2017.

ELETRORBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Programas e Fundos Setoriais, 2017. Disponível em: <http://www.eletrorbras.com/elb/ProinfA/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>. Acesso em: 17 mar. 2017.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. Zoneamento Agroecológico do Dendê para as Áreas Desmatadas da Amazônia Legal (ZAE-Dendê). Brasília, 2010. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-produtos-processos-e-servicos/-/produto-servico/1248/zoneamento-agroecologico-do-dendzeiro-para-as-areas-desmatadas-da-amazonia-legal>. Acesso em: 07 de fev. 2017.

EPA – U. S. Environmental Protection Agency. Proposed renewable fuel standards for 2017, and the biomass - based diesel volume for 2018. Renewable Fuel Standard Program: Regulations & Volume Standards, 2017. Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/regulations-and-volume-standards-under-renewable-fuel-standard>. Acesso em: 02 mar. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Metodologia de cálculo da garantia física das usinas, 2008.

_____. **Modelo de demanda de etanol: Estudos sobre a demanda de etanol**, 2010.

_____. Metodologia de cálculo da garantia física das usinas, 2008.

_____. Plano decenal de expansão de energia 2024, 2015. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 mar. 2017

_____. Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto: versão estendida 2030. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: [Disponível em: www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acesso em: 02 mar. 2017.

_____. Matriz Energética Nacional 2017: ano base 2016. Rio de Janeiro, 2017b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 31 mai. 2017

EQUIPAV. Estudo de caso: reconhecimento global da tecnologia de cogeração empregada no Brasil. Apresentação realizada por Ricardo Pereira no Cogeneration Brazil 2009. São Paulo, 22 set. 2009.

EUA. Energy independence and security act of 2007. Washington, DC, 19 dez. 2007. Disponível em: <http://www.govtrack.us/congress/billtext.xpd?bill=h110-6>. Acesso em: 13 jan. 2017.

FAO – Food and Agriculture Organization. World agriculture towards 2030-2050. Roma, 2006. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/009/a0607e/a0607e00.HTM>. Acesso em: 26 jan. 2017.

_____. World agriculture towards 2030-2050: the 2012 revision. Roma, 2012. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/016/ap106e/ap106e.pdf>. Acesso em: 26 jan. 2017

_____. Agricultural outlook 2016 – 2025. Roma, 2016. OECD/FAO, 2016. Disponível em: www.fao.org/3/a-i5778e.pdf. Acesso em 26 jan. 2017.

IEA – International Energy Agency. Biofuels for transport – an international perspective, 2004. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>. Acesso em 23 out. 2006.

ISO. International Sugar Organization. Sugar Year Book 2016. International Sugar Organization, Londres, 2016.

Logum Logística S.A. Sistema Logístico de Etanol, 2017. Disponível em: <http://www.logum.com.br>. Acesso em: 07 mar. 2017.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Agroenergia, 2017a. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br>. Acesso em: 07 mar. 2017.

_____. Comunicação Pessoal, 2016.

_____. Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira (Sapcana). Posição 07/03/2017. Brasília, 2017b Disponível em: <http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sapcana/downloadBaseCompletaInstituicao.action?sglAASAplicacaoPrincipal=sapcana>. Acesso em: 14 mar. 2017.

MDA – Ministério de Estado do Desenvolvimento Agrário. Portaria MDA nº 01, de 19 de fevereiro de 2009. Dispõe sobre os critérios e procedimentos relativos à concessão, manutenção e uso do selo combustível social. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 fev. 2014. Disponível em: www.mda.gov.br. Acesso em: 29 mar. 2016.

MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 116, de 04 de abril de 2013. Estabelece diretrizes específicas para a formação de estoques de biodiesel no País. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 08 abr. 2013. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mme/2013/pmme%20116%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mme/2013/pmme%20116%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates$3.0). Acesso em: 07 mar. 2017.

_____. Portaria MME nº 80, de 02 de março de 2017. Estabelece o cronograma para realização de testes e ensaios em motores e veículos necessários à validação da utilização de misturas com adição de biodiesel. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 03 mar. 2017. Disponível em: www.mme.gov.br. Acesso em: 07 mar. 2017.

MRE – Ministério das Relações Exteriores. Lançamento da Plataforma para o Biofuturo – Marraquexe, Brasília, DF, 17 nov. 2016. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/notas-a-imprensa/15248-lancamento-da-plataforma-para-o-biofuturo-marraquexe-16-de-novembro-de-2016>. Acesso em: 12 jun. 2017.

NOVACANA. Endividamento do setor de cana atinge R\$ 86 bi em fevereiro; queda anual é de 5,95%, 2017. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/industria/financeiro/endividamento-setor-cana-r-86-bilhoes-fevereiro-queda-anual-5-95-220317/>. Acesso em: 29 mar. 2017.

PECEGE – Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas/ESALQ/USP. Custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar, etanol e bioeletricidade no Brasil. Fechamento da safra 2014/2015 e acompanhamento 2015/2016. Piracicaba, 2015. Disponível em: <http://pecege.dyndns.org/>. Acesso em: 17 dez. 2015.

UDOP – União dos Produtores de Bioenergia. Usinas/Destilarias, 2015. Disponível em: http://www.udop.com.br/index.php?item=temas&id_tema=9. Acesso em: 31 mar. 2015.

UE – União Europeia. Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. Jornal Oficial da União Europeia, 24 mar. 2009. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF>. Acesso em: 04 jul. 2010.

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. Comunicação Pessoal, 2014.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ANEEL. Outorgas e Registros de Geração – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: [HTTP://WWW2.ANEEL.GOV.BR/SCG/GD/VERGD.ASP](http://www2.aneel.gov.br/SCG/GD/VERGD.ASP). Acesso em mar. 2017

BRASIL. Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC 1.007/2010. Brasília, 2010.

MIT - Massachusetts Institute of Technology (2016). **Utility of the Future**. Relatório, Massachusetts.

ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

BRASIL. **Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC**. 2016.

_____. **Decreto nº 7.390, de 9 de dezembro de 2010**. Regulamenta os arts. 6º, 11 e 12 da Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, e dá outras providências.

Comissão Pró-Índio. **Terras de Quilombo tituladas no Brasil**. Disponível em: http://www.cpis.org.br/terras/asp/terras_tabela.aspx Acesso em: mar. 2017.

_____. **Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

FCP - Fundação Cultural Palmares. **Quadro Geral de Comunidades Remanescentes de Quilombo**. Informações atualizadas até 20/05/2016. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: fev. 2017.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Plano Nacional de Ação de Emergência para Fauna Impactada por Óleo**. Acordo de Cooperação Técnica. 2016. Disponível em: http://www.ibama.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=136:plano-nacional-de-acao-de-emergencia-para-fauna-impactada-por-oleo-pae-fauna&catid=403&Itemid=628. Acesso em 24 fev. 2017.

IRENA (2016), **RENEWABLE ENERGY MARKET ANALYSIS LATIN AMERICA– CHAPTER 5, IN FOCUS: COMPLEMENTARITY BETWEEN HYDROPOWER AND OTHER RENEWABLE GENERATION TECHNOLOGIES**, DISPONÍVEL EM http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf

LITTLE, Paul E. **Territórios sociais e povos tradicionais no Brasil: por uma antropologia da territorialidade**. Universidade de Brasília. Brasília. 2002. Disponível em: < <http://www.direito.mppr.mp.br/arquivos/File/PaulLittle.pdf> >

MCTI. **3ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Volume III. Brasília, 2016.

MCTI. **Relatórios de Referência do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Setor Energia**. Brasília, 2015.

MMA. **Fundamentos para a elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC**. Brasília, 2015.

PROMIMP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás. **Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil**. Comitê Temático de Meio Ambiente 09. CTMA/PROMIMP - Projeto MA 09. Brasília: PROMIMP, mai. 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/notas-tecnicas>. Acesso em fev. 2017.

Lista de Boxes

BOX 1.1 – O que levaria a uma retomada mais rápida da economia brasileira?	23
BOX 2.1 – Entrada de veículos elétricos e híbridos no horizonte do PDE 2026	33
BOX 2.2 – Impactos de cenário alternativo no consumo de gás natural	41
BOX 2.3 – Os dados de consumo de energia elétrica da EPE	44
BOX 2.4 – Impactos de cenário alternativo na carga de energia	45
BOX 2.5 – Evolução tecnológica próxima à demanda e a adaptação do planejamento	47
BOX 3.1 – O Plano é indicativo E facilitador de acesso à informação contestável.....	50
BOX 3.2 – Plano indicativo de expansão de geração e decisões executivas	52
BOX 3.3 – A necessidade de representação mais granular de recursos em modelos de planejamento.....	57
BOX 3.4 – Atendimento à demanda máxima de potência e flexibilidade operativa	64
BOX 3.5 – O contexto atual de Angra 3	82
BOX 3.6 – Mudanças climáticas e geração de eletricidade	94
BOX 4.1 – Planejamento Proativo da Transmissão	110
BOX 4.2 – Empreendimentos da ABENGOA	121
BOX 5.1 – E se houver atraso na entrada dos módulos destinados à produção do pré-sal? Qual o impacto na produção de petróleo e gás natural?	153
BOX 6.1 – E se houver variações da demanda de gasolina A?	171
BOX 6.2 – E se houver a entrada em operação de Novas unidades de hidrotratamento?	172
BOX 7.1 – Análise da malha integrada com conexão das térmicas para atendimento de ponta	186
BOX 8.1 – Análise de Sensibilidade	213
BOX 9.1 – Eficiência energética no Brasil: Desafios e Perspectivas	220
BOX 9.2 – Como promover a geração distribuída (GD) de forma sustentável?.....	223
BOX 10.1 – Como a variável ambiental contribui para a definição da expansão?	225
BOX 10.2 – Expansão da transmissão e os cuidados com a vegetação nativa	230
BOX 10.3 – Entenda a questão indígena	233
BOX 10.4 – Efeitos ambientais de um cenário de maior demanda	233
BOX 10.5 – Como enfrentar os desafios para a expansão hidrelétrica?	237
BOX 10.6 – Entenda a meta do Brasil	238
BOX 10.7 – Emissões de GEE em um cenário de maior crescimento econômico	241
BOX 10.8 – Mitigação de GEE: É possível ir além?	242
BOX 11.1 – Caminhos flexíveis para a matriz energética	245

Lista de Tabelas

Tabela 1. Indicadores: consumo final de energia.....	29
Tabela 2. Posse média de equipamentos	35
Tabela 3. Indicadores: consumo de eletricidade	43
Tabela 4. SIN e subsistemas: carga de energia	44
Tabela 5. Cesta de Oferta de UHE do MDI	61
Tabela 6. Térmicas a Carvão Candidatas à Modernização.....	62
Tabela 7. Características de Térmicas de Partida Rápida.....	65
Tabela 8. Usinas Hidrelétricas Indicativas.....	75
Tabela 9. Taxas de crescimento dos cenários de demanda no SIN.....	83
Tabela 10. UHE Indicativas - Mercado Alternativo	85
Tabela 11. Geração Média Mensal Nordeste	89
Tabela 12. Estudos de adaptação do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas.....	95
Tabela 13. Custos de Investimento (2020-2026)	97
Tabela 14. Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência	102
Tabela 15. Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)	103
Tabela 16. Evolução da Expansão Indicativa no Atendimento à Carga Média de Energia	104
Tabela 17. Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1	104
Tabela 18. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Alternativo de Demanda – Caso 2.....	105
Tabela 19. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Redução do Custo de Investimento da Solar Fotovoltaica – Caso 4.....	105
Tabela 20. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Restrição Total para UHE – Caso 5	106
Tabela 21. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre (sem política energética) – Caso 7	106
Tabela 22. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Expansão Dirigida – Caso 8.....	107
Tabela 23. Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte – Sul	118
Tabela 24. Reforços nas interligações	126
Tabela 25. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão.....	146
Tabela 26. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação	146
Tabela 27. Estimativa da TUST no SIN: valores médios	147
Tabela 28. Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil.....	161
Tabela 29. Projeções do preço de petróleo do tipo Brent	165
Tabela 30. Investimentos previstos no horizonte de 2017-2026.....	192
Tabela 31. Investimento médio para construção de novas unidades produtoras.....	197
Tabela 32. Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2017 e 2026	211
Tabela 33. Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2026	235
Tabela 34. Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia	240
Tabela 35. Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia	242
Tabela 36. Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2026	243
Tabela 37. Indicadores: consumo final de energia	247
Tabela 38. Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal	248
Tabela 39. Acompanhamento das medidas NDC x projeções PDE 2026.....	249
Tabela 40. Geração total de eletricidade.....	249
Tabela 41. Evolução da oferta de energia primária	250
Tabela 42. Evolução da oferta de petróleo e derivados	250
Tabela 43. Balanço de gás natural seco	251
Tabela 44. Síntese da Expansão Prevista no PDE 2026.....	251
Tabela 45. Síntese dos Resultados.....	253
Tabela 46. Síntese das estimativas de investimentos	254
Tabela 47. Projeção na Matriz Energética Nacional – Ano 2026	255

Lista de Gráficos

Gráfico 1. Evolução da população brasileira e de domicílios	20
Gráfico 2. Evolução da população brasileira por regiões geográficas	20
Gráfico 3. Projeções de crescimento médio do PIB e do comércio do mundo	21
Gráfico 4. Evolução do crescimento do PIB e da taxa de investimento	22
Gráfico 5. Trajetórias de crescimento econômico	23
Gráfico 6. Evolução do crescimento do PIB setorial	25
Gráfico 7. Evolução das participações setoriais no PIB	25
Gráfico 8. Evolução do PIB dos setores industriais	27
Gráfico 9. Consumo final de energia por setor	30
Gráfico 10. Setor industrial: Consumo final de energia por segmento	31
Gráfico 11. Setor industrial: Consumo final de energia por fonte	31
Gráfico 12. Participação dos tipos de energia na demanda energética do setor de transportes	32
Gráfico 13. Consumo de energia elétrica por equipamento	35
Gráfico 14. Consumo final de energia no setor residencial	36
Gráfico 15. Consumo final de energia por fonte	36
Gráfico 16. Consumo final de etanol por tipo	37
Gráfico 17. Consumo final de biocombustíveis, por fonte	37
Gráfico 18. Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte	38
Gráfico 19. Gás Natural: Participação no consumo final de energia por setor	40
Gráfico 20. Gás Natural: Consumo total por setor	40
Gráfico 21. Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção Decenal	42
Gráfico 22. PDE 2026 x PDE 2024: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN	45
Gráfico 23. PDE 2026 x PDE 2024: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN incluindo cenário alternativo	46
Gráfico 24. Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe. Cenário de Referência x Alternativo	46
Gráfico 25. Projeção de Carga	59
Gráfico 26. Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2016	71
Gráfico 27. Expansão contratada até 2016 – Incremento anual de capacidade	71
Gráfico 28. Custo Marginal de Operação da Expansão para Atendimento apenas à Carga de Energia	72
Gráfico 29. Risco de Déficit de Potência na Expansão para o Atendimento apenas à Carga de Energia	73
Gráfico 30. Expansão Indicativa de Referência	75
Gráfico 31. Participação das Fontes	78
Gráfico 32. Geração Hidráulica e CMO mensal	78
Gráfico 33. Vertimento Turbinável e Armazenamento	79
Gráfico 34. Atendimento à Demanda Máxima do SIN	79
Gráfico 35. Geração Complementar x Alternativa de Ponta	80
Gráfico 36. Atendimento Horário - SIN	81
Gráfico 37. Geração das Fontes Não Controláveis - NE	81
Gráfico 38. Comparação entre as projeções de demanda	84
Gráfico 39. Expansão Indicativa - Mercado Alternativo	84
Gráfico 40. CMO e Risco de Déficit - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste	86
Gráfico 41. CMO - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste	86
Gráfico 42. Permanência da Geração Hidráulica no Nordeste em 2020	90
Gráfico 43. CMO para os Cenários de Mercado de Referência e de Maior Uso da Água– Regiões Sudeste e Nordeste	90
Gráfico 44. CMO para os Cenários de Mercado Alternativo e de Maior Uso da Água– Regiões Sudeste e Nordeste	91
Gráfico 45. Disponibilidade de Fontes para o Atendimento da Região Nordeste	93
Gráfico 46. Expansão de Referência – Armazenamento Inicial em maio de 2017	98
Gráfico 47. Expansão de Referência – Dispersão do Custo Marginal de Operação	99
Gráfico 48. Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão	146
Gráfico 49. Investimento total em subestações, por nível de tensão	146
Gráfico 50. Previsão de produção diária de petróleo nacional	151
Gráfico 51. Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional	152
Gráfico 52. Previsão da produção líquida de gás natural nacional	152
Gráfico 53. Previsão alternativa de produção de petróleo nacional	153
Gráfico 54. Previsão alternativa de produção de gás natural nacional	153
Gráfico 55. Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal	155
Gráfico 56. Previsão da produção de petróleo nacional por tipo de contrato	156

Gráfico 57. Previsão da produção líquida de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal	157
Gráfico 58. Previsão de Produção líquida de gás natural por tipo de contrato	157
Gráfico 59. Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P	159
Gráfico 60. Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P	159
Gráfico 61. Previsão de entrada em operação de novas FPSO	161
Gráfico 62. Projeções para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo	166
Gráfico 63. Projeções para o petróleo do tipo Brent e seus principais derivados	166
Gráfico 64. Balanço Nacional de Petróleo	169
Gráfico 65. Produção Nacional dos Principais Derivados	170
Gráfico 66. Balanço Nacional de Gasolina	170
Gráfico 67. Balanço Nacional de Gasolina A	171
Gráfico 68. Balanço Nacional de Óleo Diesel A	172
Gráfico 69. Balanço de Derivados	173
Gráfico 70. Saldo Líquido dos Principais Derivados	173
Gráfico 71. Faixa de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição	180
Gráfico 72. Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural	181
Gráfico 73. Oferta Potencial (Malha Integrada)	184
Gráfico 74. Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil	185
Gráfico 75. Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos	186
Gráfico 76. Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta	187
Gráfico 77. Fluxo de unidades produtoras e variação de capacidade instalada	197
Gráfico 78. Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar	199
Gráfico 79. Projeção da produção brasileira de açúcar	200
Gráfico 80. Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação)	201
Gráfico 81. Projeção da demanda total de etanol	204
Gráfico 82. Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia	207
Gráfico 83. Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço	208
Gráfico 84. Demanda de biodiesel	211
Gráfico 85. Consumo final de energia	215
Gráfico 86. Energia conservada total	215
Gráfico 87. Consumo de energia elétrica e energia conservada	216
Gráfico 88. Consumo de combustíveis e combustível economizado	216
Gráfico 89. Setor industrial: consumo específico de energia	216
Gráfico 90. Setor industrial: consumo de energia e energia conservada	216
Gráfico 91. Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência elétrica	217
Gráfico 92. Ganhos de eficiência	217
Gráfico 93. Participação dos modos na demanda energética do transporte de cargas	217
Gráfico 94. Participação dos modos na demanda energética do transporte de passageiros	217
Gráfico 95. Consumo médio	218
Gráfico 96. Consumo de eletricidade no setor residencial	218
Gráfico 97. Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia	219
Gráfico 98. Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica	219
Gráfico 99. Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética	219
Gráfico 100. Capacidade instalada e energia a partir da geração distribuída fotovoltaica e de biogás	222
Gráfico 101. Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia	240
Gráfico 102. Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável	248
Gráfico 103. Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte	248

Lista de Figuras

Figura 1. Fluxograma da Metodologia do PDE 2026	54
Figura 2. Smart Grid na Rede Elétrica	67
Figura 3. Integração Energética Regional	111
Figura 4. Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires	113
Figura 5. Diagrama esquemático da concepção do sistema de conexão e de escoamento da energia do Complexo Hidrelétrico do Tapajós	114
Figura 6. Sistema em corrente alternada para escoamento das primeiras máquinas das usinas do Complexo Hidrelétrico do Tapajós	115
Figura 7. Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia	116
Figura 8. Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados no Leilão de Energia de Reserva de 2014	116
Figura 9. Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/CO com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste	118
Figura 10. Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste	119
Figura 11. Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2017	120
Figura 12. Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação NE – SE.....	120
Figura 13. Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste.....	122
Figura 14. Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste	122
Figura 15. Expansão da Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste	123
Figura 16. Diagrama esquemático da expansão do sistema interligado N-NE-SE-CO por novos elos em corrente contínua	124
Figura 17. Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste	127
Figura 18. Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar	127
Figura 19. Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN	128
Figura 20. Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins	129
Figura 21. Atendimento à demanda por região e cabotagem interregional de gasolina A em 2026	175
Figura 22. Atendimento à demanda por região e cabotagem interregional de óleo diesel A em 2026	175
Figura 23. Polidutos de transporte	176
Figura 24. Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural	178
Figura 25. Condições de contorno para a simulação em 2017 e 2026 da malha Nordeste	189
Figura 26. Condições de contorno para a simulação em 2017 e 2026 da malha Sudeste	190
Figura 27. Condições de contorno para a simulação em 2017 e 2026 do GASBOL e do GASUP	191
Figura 28. Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística	205
Figura 29. Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento	213
Figura 30. Localização dos projetos previstos no PDE 2026	227
Figura 31. Mapa síntese da análise socioambiental integrada	234

Agradecimentos

A elaboração deste plano decenal 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 GOIANA DE GÁS CANALIZADO S.A. - GOIASGÁS
 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
 AMAZONAS GERAÇÃO & TRANSMISSÃO
 AMÉRICA LATINA LOGÍSTICA - ALL
 AMIRYS BIOTECHNOLOGIES
 AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. - AMPLA
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ABIMAQ
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO - ABEGAS
 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 DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA - APINE
 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS - ABIOVE
 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
 CACHOEIRA DOURADA S.A. - CDSA
 CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - CAIUÁ
 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE
 CEG RIO S.A. - CEG RIO
 CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG-GT
 CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D
 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 PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL
 CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA - CTC
 CEOX PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO
 COELBA NEOENERGIA
 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 GOIÁS - CELG
 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 CEARÁ - COELCE
 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	EQUATORIAL TRANSMISSÃO
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - CSPE	EQUIPAV
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE	SPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA
CONSELHO DOS PRODUTORES DE CANA-DE-AÇÚCAR, AÇÚCAR E	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA - FORCEL
ÁLCOOL –	FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA
CONSECANA	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - FURNAS
CONSULCANA	GÁS BRASILEIRO DISTRIBUIDORA S.A. - GAS BRASILEIRO GBD
COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM	GÁS DE ALAGOAS S/A - ALGÁS
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO –	GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A. - GAS NATURAL SPS
COPPE/UFRJ	GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
COSERN NEOENERGIA	GERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESPÍRITO
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. - CPFL-G	SANTO – BR ES
DATAGRO – CONSULTORIA DE ETANOL E AÇÚCAR	GOL – LINHAS AÉREAS INTELIGENTES
DEDINI S.A. INDÚSTRIAS DE BASE	HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A. – HIDROPLAN
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS	IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IENERGIA
- DMEPC	INSTITUTO AÇO BRASIL – IABR
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - DEMEI	INDÚSTRIA BRASILEIRA ÁRVORES - IBÁ
DESENVIX ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A	INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE
DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A. –	INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS - IBP
DUKE - GP	INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS
EDP – BANDEIRANTE	NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA
EDP - ESCELSA	INSTITUTO DE ECONOMIA DA UFRJ – IE/UFRJ
ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR	INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO	INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE
ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA	ITAÚ BBA
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS	ISOLUX CORSÁN
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - LIGHT
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI	MANAUS ENERGIA S.A. - MANAUS
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO	MINAS PCH S.A.
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR	MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA
ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR	MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES – MRE
ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ELETROSUL	MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA. – MUXFELDT
ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO	PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS	PETROBRAS TRANSPORTE SA - TRANSPETRO
NATURAL – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – PPSA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA	PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO
EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A. - EEVP	DE EMPRESAS – PECEGE
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A. - EEB	PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA -
EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL	PROCEL
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. – JOÃO CESA	PSA GROUPE
EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA. - EFLUL	REDE EMPAS DE ENERGIA ELÉTRICA – GRUPO REDE
EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A. - ELFSM	RGE - SUL
EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. - EMAE	RIO GRANDE DE ENERGIA S.A. – RGE
ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO	RIO VERDINHO ENERGIA S.A.
ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ	SERGIPE GÁS S.A. – SERGAS
ENERGIAS COMPLEMENTARES DO BRASIL GERAÇÃO DE ENERGIA	SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO - SNIC
ELÉTRICA S.A. - ECBASIL	STATE GRID DO BRASIL
ENERGISA BORBOREMA	STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.
ENERGISA MATO GROSSO	TRACTEBEL ENERGIA S.A. – TRACTEBEL
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA
ENERGISA MINAS GERAIS	UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE – UBRABIO
ENERGISA NOVA FRIBURGO	UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA
ENERGISA PARAÍBA	USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA. – UHENPAL
ENERGISA SÃO PAULO	VALE S.A.
ENERGISA SERGIPE	VOTORANTIM ENERGIA
ENERGISA TOCANTINS	