MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

2029

Plano Decenal de Expansão de Energia

epe Empresa de Pesquisa Energética
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
PATRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

MINISTRO DE ESTADO
BENTO ALBUQUERQUE

SECRETÁRIA EXECUTIVA
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
RENATA BECKERT ISFER

SECRETÁRIO ADJUNTO DE ENERGIA ELÉTRICA
DOMINGOS ROMEU ANDREATTA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO MINERAL
ALEXANDRE VIDIGAL DE OLIVEIRA

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

PRESIDENTE
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
GIOVANI VITÓRIA MACHADO

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
ERIK EDUARDO REGO

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

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

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

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

Catalogação na Fonte

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

1v.: il.

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

Participantes - MME

COORDENAÇÃO GERAL

REIVE BARROS DOS SANTOS

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

HELVIO NEVES GUERRA
RENATA BECKERT ISFER

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOVLIMENTO ENERGÉTICO — SPE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:
THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

COORDENAÇÃO ADJUNTA:
CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

EQUIPE TÉCNICA:
ADÃO MARTINS TEIXEIRA JUNIOR
ADRIANO JERÔNIMO DA SILVA
ALEXANDRA ALBUQUERQUE MACIEL
ANA CAROLINA PINHEIRO FARIA
ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSORIO
ANTÔNIO ROBERTO COIMBRA
BEATRIZ MOREIRA ALVES
CARLOS ALEXANDRE PRÍNCIPE PIRES
DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA
FRANCISCO MARCELO SOARES LEMOS
GIACOMO PERROTTA
GILBERTO KWITKO RIBEIRO
GUILHERME ZANETTI ROSA
GUSTAVO CERQUEIRA ATAÍDE
JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO
KLEVERSON MANOEL MARQUES GONTIJO
LÍVIA BATISTA MACIEL BRAGA
LÍVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO
LORENA MELO SILVA
LUCAS SILVEIRA MARROQUES
LÚCIA MARIA PRACIANO MINERVINO
LUIS FERNANDO BADANHAN
MONICA CAROLINE MANHAES DOS SANTOS
PAULO ÉRICO RAMOS DE OLIVEIRA
RODOLFO ZAMIAN DANILOW
SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO
SÉRGIO FERREIRA CORTIZO
SUELLEN DE ALMEIDA LOPES
TARITA DA SILVA COSTA
VALDIR BORGES SOUZA JÚNIOR
VITÓRIA MARIA MONTEIRO BATISTA

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — SPG

COORDENAÇÃO TÉCNICA:
JOÃO JOSÉ NORA SOUTO
RENATA BECKERT ISFER

EQUIPE TÉCNICA:
ADRIANO GOMES DE SOUSA
ALDO BARROSO CORES JÚNIOR
ANDRÉ LUIZ GONÇALVES DE OLIVEIRA
ANTONIO HENRIQUE GODOY RAMOS
CLÁUDIO AKIO ISHIHARA (*IN MEMORIAM*)
DEIVSON MATOS TIMBÓ
DIOGO SANTOS BALEEIRO
EDIE ANDREETO JÚNIOR
EVERTON GOURSAND DE FREITAS
FERNANDO MASSAHARU MATSUMOTO
GUSTAVO LUÍS DE SOUZA MOTTA
JAQUELINE MENEGHEL RODRIGUES
KARLA BRANQUINHO DOS SANTOS GONZAGA
LUCIANO COSTA DE CARVALHO
MARCOS CARVALHO DE SANT'ANA
MARISA MAIA DE BARROS
MARLON ARRAES JARDIM LEAL
MATHEUS BATISTA BODNAR
MIGUEL IVAN LACERDA DE OLIVEIRA
PAULO ROBERTO MACHADO FERNANDES COSTA
PEDRO HENRIQUE MILHOMEM COUTINHO
RENATO LIMA FIGUEIREDO SAMPAIO
RONNY JOSÉ PEIXOTO
SYMONE CHRISTINE DE SANTANA ARAÚJO
UMBERTO MATTEI

ASSESSORIA ESPECIAL DE MEIO AMBIENTE — AESA-SE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

MARIA CEICILENE ARAGÃO MARTINS

EQUIPE TÉCNICA:

LARISSA DAMASCENO DA SILVA

HENRYETTE PATRICE CRUZ

NERIVALDA DE CARVALHO RIBEIRO

RICARDO DA COSTA RIBEIRO

RITA ALVES SILVA

THOMAS JOHANNES SCHRAGE

VERÔNICA E SILVA SOUSA

WILMA DO COUTO DOS SANTOS CRUZ

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO GERAL

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

GERAL:
EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA
ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS:
GIOVANI VITÓRIA MACHADO
ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:
ERIK EDUARDO REGO
ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS:
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

COORDENAÇÃO:
JEFERSON BORGHETTI SOARES
CARLA DA COSTA L. ACHÃO

EQUIPE TÉCNICA:
ALINE MOREIRA GOMES
ALLEX YUJHI GOMES YUKIZAKI
ANA CRISTINA BRAGA MAIA
ARNALDO DOS SANTOS J.
CAMILA ARAÚJO FERRAZ
DANIEL KUHNER COELHO
DANIEL SILVA MORO
FLÁVIO RAPOSO DE ALMEIDA
FELIPE KLEIN SOARES
FERNANDA M. P. ANDREZA
GABRIEL KONZEN
GLAUCIO V. RAMALHO FARIA
GUSTAVO NACIFF DE ANDRADE
ISABELA DE ALMEIDA OLIVEIRA
JOÃO M. S. DE MELLO
LIDIANE DE A. MODESTO
LUCIANO BASTO OLIVEIRA
MARCELO COSTA ALMEIDA
MARCELO H. C. LOUREIRO
NATALIA G. DE MORAES
PATRÍCIA MESSER ROSENBLUM
ROGÉRIO MATOS
SIMONE SAVIOLO ROCHA
THIAGO PASTORELLI RODRIGUES
THIAGO TONELI CHAGAS

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

COORDENAÇÃO:
JORGE TRINKENREICH

EQUIPE TÉCNICA:
ANDERSON DA C. MORAES
CAIO MONTEIRO LEOCADIO
FERNANDA FIDELIS PASCHOALINO
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 DE A. M. DA SILVA
RENATO H. S. MACHADO
RONALDO ANTONIO DE SOUZA
RONEY NAKANO VITORINO
SAULO RIBEIRO SILVA
SIMONE Q. BRANDÃO
THAÍS IGUCHI
THIAGO CORREA CESAR

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO:
BERNARDO FOLLY DE AGUIAR

EQUIPE TÉCNICA:
ANDRE LUIZ DA SILVA VELLOSO
ANDRE MAKISHI
CRISTIANO SABOIA RUSCHEL
DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA
FELIPE MOREIRA GONÇALVES
GUILHERME MAZOLLI FIALHO
GUSTAVO PIRES DA PONTE
HELENA PORTUGAL G. DA MOTTA
JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR
JOSINA SARAIVA XIMENES
MARCELO WENDEL
MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO
MARIA REGINA TOLEDO
MARIANA DE QUEIROZ ANDRADE
RONALDO ANTONIO DE SOUZA
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

JOAO MAURICIO CARUSO
LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA
LUIZ FELIPE F. LORENTZ
MARCELO LOURENÇO PIRES
MARCELO WILLIAN H. SZRAJBMAN
MARCOS VINICIUS G. DA S. FARINHA
MARIA DE FATIMA DE C. GAMA
MAXWELL CURY JUNIOR
PAULO FERNANDO DE M. ARAUJO
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 GÁS NATURAL

COORDENAÇÃO:
MARCOS F. F. DE SOUZA

EQUIPE TÉCNICA:
ADRIANA QUEIROZ RAMOS
CAROLINA O. DE CASTRO
CLAUDIA M. CHAGAS BONELLI
DEISE DOS SANTOS T. RIBEIRO
GABRIEL DE F. DA COSTA
HENRIQUE P. G. RANGEL
KÁTIA SOUZA D'ALMEIDA
LUIZ P. BARBOSA DA SILVA
MARCELO F. ALFRADIQUE
NATHALIA O. DE CASTRO
PAMELA CARDOSO VILELA
PÉRICLES DE ABREU BRUMATI
RAUL FAGUNDES LEGGIERI
REGINA FREITAS FERNANDES
ROBERTA DE A. CARDOSO
VICTOR H. TROCATE DA SILVA

ESTUDOS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS

COORDENAÇÃO:
ANGELA OLIVEIRA DA COSTA

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

ESTUDOS SOCIOAMBIENTAIS

COORDENAÇÃO:
ELISANGELA ALMEIDA

EQUIPE TÉCNICA:
ALFREDO LIMA SILVA
ANA DANTAS M. DE MATTOS
ANDRÉ CASSINO FERREIRA
ANDRÉ VIOLA BARRETO
BERNARDO REGIS G. DE OLIVEIRA
CARINA RENNO SINISCALCHI
CAROLINA M. H. DE G. A. F. BRAGA
CAROLINE PICCOLI M. DE FREITAS
CLAYTON BORGES DA SILVA
CRISTIANE MOUTINHO COELHO
DANIEL DIAS LOUREIRO
GLAUCE MARIA LIEGGIO BOTELHO
GUILHERME DE PAULA SALGADO
GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
HERMANI DE MORAES VIEIRA
KÁTIA G. SOARES MATOSINHO
LEONARDO DE SOUSA LOPES
LEYLA A. FERREIRA DA SILVA
LUCIANA ÁLVARES DA SILVA
MARCOS RIBEIRO CONDE
MARIA FERNANDA BACILE PINHEIRO
MARIANA LUCAS BARROSO
MARIANA DE ASSIS ESPÉCIE
MARIANA R. DE C. PINHEIRO
PAULA CUNHA COUTINHO
PEDRO NINÔ DE CARVALHO
ROBSON DE OLIVEIRA MATOS
THALES FONSECA CASADO LINS
VALENTINE JAHNEL
VERÔNICA S. DA M. GOMES
VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

Apresentação

Seguindo, fielmente, as orientações do Presidente JAIR BOLSONARO, a gestão do Ministério de Minas e Energia – sustentada pelos pilares da previsibilidade; transparência; governança; e segurança jurídica e regulatória; sempre, em nome do Interesse Público – busca fortalecer a base técnica para o Processo de Tomada de Decisão. Nesse contexto, vem definindo as Políticas Setoriais à luz de planejamentos de médio e de longo prazos, contribuindo para que o País, cada vez mais, se torne um destino atraente e seguro para investimentos de toda ordem.

Estamos diante de um importante desafio – promover a expansão da oferta de energia, de modo a sustentar a retomada do crescimento econômico – demandando, de forma contínua, planejamento e diálogo com todos os Setores da Sociedade. Devemos perseverar em resguardar a segurança energética; preservar o acesso à energia a preços competitivos; e cumprir os objetivos e metas ambientais. Nessa direção, o Plano Decenal de Energia, um dos instrumentos de Planejamento Energético, tem o propósito de otimizar a ampliação da oferta de energia de maneira sustentável, tanto do ponto de vista do atendimento ao crescimento econômico com competitividade, quanto da vertente ambiental.

O PDE 2029 indica que os investimentos necessários para os próximos 10 anos no Setor de Energia são da ordem de R$ 2,3 trilhões, sendo R$ 1,9 trilhão em Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; e R$ 456 bilhões em Geração e Transmissão de Energia Elétrica – expressivo montante que reforça a relevância de se oferecer sinais racionais e claros, para orientar a tomada de decisão dos Agentes.

O planejamento deve estar alinhado à dinâmica de inovações do Setor, razão pela qual alguns Programas em desenvolvimento neste Ministério merecem destaque, como a Modernização do Setor Elétrico; e o Novo Mercado de Gás. Tais políticas públicas estão contempladas neste PDE, refletindo o seu impacto ao longo dos próximos 10 anos. Nesta Edição, em particular, há um capítulo dedicado a consolidar as projeções para o gás natural, incluindo a sua integração com os Setores Elétrico e Industrial. A cada Edição do PDE, será possível aperfeiçoar a visão de futuro e o seu alinhamento com as necessidades do País.

Releva destacar a conjuntura mundial de Transição Energética e a posição de liderança do Brasil, com uma Matriz Energética considerada uma das mais limpas. Sabemos que podemos fazer ainda mais. A Matriz Energética brasileira é composta, atualmente, por 47% de energia renovável e, apesar da necessidade de significativa ampliação da oferta, deverá alcançar 48% em 2029. No Setor Elétrico, a capacidade instalada atual é 80% renovável, e deve ser de 84% ao final do decênio – resultados decorrentes do comprometimento com as fontes renováveis e com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) assumida pelo País no âmbito do Acordo de Paris.

Cabe ressaltar, também, a importância de uma atuação transparente e harmoniosa, em parceria com as várias instâncias dos Poderes Executivo, Legislativo e Judiciário; dos Órgãos de Controle; das Agências Reguladoras; do Empresariado; e da Sociedade – Atores fundamentais, para garantir maior estabilidade e confiança; e criar condições para a condução de Políticas Públicas que proporcionem um ambiente favorável para o Mercado.

BENTO ALBUQUERQUE
Ministro de Estado de Minas e Energia

Índice

Participantes - MME iii
Participantes - EPE v
Apresentação 1
Índice 2
Introdução 4

1. Premissas Gerais 16
1.1. Perspectivas Sociodemográficas 16
1.2. Perspectivas Macroeconômicas 17
1.3. Perspectivas Econômicas Setoriais 20
2. Demanda de Energia 25
2.1. Consolidação por Setor 25
2.2. Consolidação por Fonte 35
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica 50
3.1. Metodologia 52
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta 55
3.3. Diretrizes e Premissas 63
3.4. Configuração inicial para expansão 66
3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica 69
4. Transmissão de Energia Elétrica 101
4.1 Topologia da Rede 104
4.2. Interligações Regionais 111
4.3. Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN 121
4.4. Interligações com Países Vizinhos 125
4.5. Sistemas Regionais de Transmissão 126
4.6. Evolução Física e Investimentos 142
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 153
5.2. Previsão de Produção de Gás Natural 155
5.3. Previsão de Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente 159
5.4. Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P 160
5.5. Investimentos e Excedentes de Petróleo 163
6. Abastecimento de Derivados de Petróleo 165
6.1. Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados 165
6.2. Oferta de Derivados de Petróleo 168
6.3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados 175

7. Gás Natural 180
7.1. Infraestrutura 180
7.2. Projeções de Preços de Gás Natural 182
7.3. Oferta 183
7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada 187
7.5. Simulação da Malha Integrada de Transportes 190
7.6. Investimentos 194
8. Oferta de Biocombustíveis 198
8.1 Etanol 198
8.2. Bioeletricidade da cana-de-açúcar 208
8.3. Biodiesel 210
8.4. Outros biocombustíveis 215
9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos 219
9.1. Eficiência Energética 219
9.2. Micro e Minigeração Distribuída 231
10. Análise Socioambiental 248
10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão 248
10.2 Análise Socioambiental Integrada 252
10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) 265
11. Consolidação dos Resultados 272
12. Integração dos Setores de Gás Natural, Elétrico e Industrial 272
12.1 O NMG no PDE 2029 287
12.2 Novos Instrumentos de Planejamento Associados à Expansão do Setor de Gás Natural 297
12.3 Análises Complementares do Setor Elétrico 298

Lista de Boxes 302
Lista de Figuras 303
Lista de Tabelas 304
Lista de Gráficos 306
Referências Bibliográficas 311
Agradecimentos 323
Anexos 325
A. Capítulo 3 Geração Centralizada de Energia Elétrica 325
A. Capítulo 4 Transmissão de Energia Elétrica 340

Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento informativo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME).

Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas, sob a ótica do Governo da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais.

Para isto, o PDE é construído com base nas dimensões mais importantes associadas ao planejamento energético: econômica, estratégica e social. Na dimensão econômica, o PDE visa a apresentar as 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.

Importante reiterar que o PDE não deve ser lido como um plano estático que determina o que vai acontecer nos próximos 10 anos, justamente pela incerteza envolvida em qualquer visão de futuro, especialmente no atual momento da quadra nacional. Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas à incerteza sobre variáveis-chave são consideradas por meio das análises de sensibilidade, às quais nos referimos como alternativas *what-if*.

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

Dessa forma, contamos com o diálogo sempre franco e direto com a sociedade, por meio de seus comentários, críticas e sugestões, especialmente na fase de Consulta Pública. Acreditamos que o PDE pode se consolidar como a principal referência para o setor de energia, fonte de dados para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos e da sociedade em geral, exercendo seu papel de estudo técnico que aponta os caminhos para o desenvolvimento energético nacional. Assim, sua importância como instrumento de planejamento para o setor energético nacional será reforçada, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do País a serem traçadas pelo Governo Federal.

A preparação do PDE 2029 foi iniciada em março de 2019 e concluída em setembro de 2019. Por fim, cumpre informar que os dados de gráficos e tabelas, as figuras, os textos explicativos e as notas metodológicas estão disponíveis na página do PDE no site da EPE.

ENFOQUE DOS ESTUDOS

No horizonte decenal, espera-se um crescimento médio de 3,3% a.a. da economia mundial, impulsionado em grande parte pelos países em desenvolvimento. A China, apesar da expectativa de desaceleração suave de sua economia, continuará apresentando um papel importante, aumentando sua participação na economia global. Em relação aos países desenvolvidos, a perspectiva é de que estes apresentem taxas de crescimento mais moderadas. É importante ressaltar que existem riscos importantes para o cenário internacional, sobretudo àqueles relacionados às questões geopolíticas bem como aos impactos da política comercial protecionista adotada pelos Estados Unidos.

No que diz respeito à economia brasileira, espera-se uma recuperação gradual, onde, no curto prazo, o crescimento será beneficiado pelo excesso de capacidade ociosa da economia. No médio e longo prazo, a expectativa de uma retomada mais forte dos investimentos, especialmente em infraestrutura, terá impactos importantes sobre a competitividade da economia brasileira e, consequentemente, sobre o crescimento. Para alcançar uma trajetória de crescimento econômico mais forte e sustentável é necessário que haja uma expansão da capacidade de oferta da economia com redução dos gargalos existentes, o que geraria efeitos que podem ser bastante sensíveis no caso do setor energético.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico ocorra de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais aconteça de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante variada. Inciativas no âmbito do governo federal, como o "Novo Mercado de Gás", "Abastece Brasil" e "Renovabio" têm potencial de promover o desenvolvimento de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Em particular, a evolução da demanda de gás natural estará fortemente condicionada à competitividade desta fonte frente a outros energéticos substitutos e do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo.

Outro ponto relevante no tocante ao consumo é a tendência de eletrificação crescente para o horizonte decenal. A expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 15% a mais que a economia no período, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.

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 Brasil.

Para esse capítulo em particular, o PDE 2029 segue a abordagem utilizada nos últimos ciclos, avaliando diferentes expansões da oferta de energia elétrica, através de visões distintas de futuro. Destaca o uso de três projeções da demanda de energia elétrica, variações na expansão de referência da oferta de energia, maior oferta de gás natural nacional e diversas análises sobre as condições de atendimento.

Os recentes avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal são mantidos no PDE 2029, em especial o uso do modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE.

No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica foi dado destaque ao desafio imposto ao planejamento da transmissão, de natureza determinativa,[1] frente 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,

[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.

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.

A EPE vem realizando, com sucesso, estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. É importante destacar 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, treze estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) quatro estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás.

Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse montante já supera aquele considerado nas premissas dos estudos de transmissão já desenvolvidos, o que, além da própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além daquelas já previstas.

Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

O plano de obras apresentado neste PDE abrange obras outorgadas e a outorgar, além de estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, no sentido de capturar recomendações de estudos que se encontram em andamento e a iniciar. Com isso, tem-se uma previsão de acréscimo de cerca de 56 mil quilômetros de novas linhas de transmissão até o ano de 2029, o que significa uma estimativa de cerca de 204 mil quilômetros de linhas de transmissão em operação no ano horizonte deste PDE.

A expectativa é que os investimentos totais em transmissão atinjam cerca de R$ 103 bilhões ao longo do decênio, sendo R$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R$ 30 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

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); a previsão de investimentos no setor e das demandas por plataformas do tipo UEPs (unidade estacionária de produção), 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 abril de 2019, 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 sem contrato.

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

Já na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados para as concessões da Cessão Onerosa. No PDE 2029, 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.

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

As datas de descobertas dos recursos não descobertos contratados são definidas como sendo na metade do período exploratório previsto, geralmente com base nos contratos de concessão firmados nas licitações. Assim, as declarações de comercialidade desses recursos são estimadas na metade restante do prazo exploratório, ou seja, entre a data de descoberta e o vencimento do período exploratório. A data para início da produção dos recursos não descobertos é estimada de acordo com o tipo de fluido (óleo ou gás não associado) esperado, com o 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 sem contratos, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com extrema complexidade ambiental, indicadas por órgãos licenciadores e reguladores, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões de produção.

No capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando o comercio exterior de petróleo e seus derivados, e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística.

O quadro de maior movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura e logística do País para garantir o abastecimento em todo o território nacional. Iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis.

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 óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para a maior utilização das refinarias existentes, *revamps*, ampliações e melhorias nas qualidades dos derivados até 2029, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período. Os principais impactos de eventual realização de investimentos incrementais em refinarias existentes também são avaliados.

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 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 2020 a 2029. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. Em seguida, a seção de projeção de preços de gás natural apresenta a faixa mais provável de preços nacionais, 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 importação, processamento e transporte de gás natural no País.

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis, as análises refletem os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), através da Lei nº 13.576, promulgada em dezembro de 2017 (BRASIL, 2017a). Esta importante política pública almeja reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

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, principalmente, à manutenção das tendências protecionistas dos mercados e à adoção de tecnologias mais eficientes.

No horizonte decenal, espera-se que os esforços direcionados pelo setor sucroenergético com vistas à melhoria dos fatores de produção, adicionados aos sinais positivos provenientes de políticas públicas, 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. Neste caso, o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos. Como resultado, o etanol hidratado não ganharia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes.

Os resíduos da indústria sucroenergética destacam-se como fonte de energia para o processo produtivo e de excedente de eletricidade para a comercialização. Neste estudo, após dez anos da realização do primeiro leilão de reserva, cujo principal combustível foi a biomassa da cana, 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 até 2023 seguindo a legislação em vigor, conforme estabelecido através da Resolução CNPE nº16 de 29 de outubro de 2018. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

O PDE 2029 também contempla o aproveitamento energético da biomassa do biogás/biometano e do bioquerosene de aviação - BioQAV. O maior potencial de produção de biogás encontra-se na utilização dos resíduos do setor sucroenergético, através da biodigestão da vinhaça e

da torta de filtro. Pode ser consumido diretamente ou purificado, obtendo-se o biometano, com características e aplicações análogas às do gás natural. Para o horizonte deste estudo, vislumbra-se que sua participação na matriz nacional será crescente. Já o BioQAV apresenta-se como uma das alternativas de atendimento aos acordos internacionais para a redução da emissão de GEE pelo setor de aviação. Existe uma série de rotas tecnológicas de produção já certificadas e aprovadas pela ASTM. Diante dos desafios econômicos para sua inserção na matriz brasileira, espera-se uma entrada modesta do BioQAV, ao fim do horizonte decenal.

No capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos, 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, 2018. No horizonte deste PDE, estima-se que a conservação total de energia atinja 6% em 2029 e, por sua vez, a conservação de energia elétrica alcance 5% no mesmo ano.

Em relação à Micro e a Minigeração Distribuída, destaca-se que essa não é mais uma indústria pequena no País, tendo movimentado mais de 2 bilhões de reais em investimentos no ano de 2018, superando a capacidade de 1 GW em 2019. Caso a regulamentação atual não seja alterada, estima-se que em 2029 haja cerca de 32 GW instalados nessa modalidade de geração. No Cenário de Referência da EPE considera algumas alterações na regulamentação, como a aplicação de tarifa binômia, fazendo com que a projeção para a MMGD em 2029 seja de 11 GW. Ainda assim, é uma capacidade significativa, que deverá contribuir com 2,3% da carga total nacional no final do horizonte.

O PDE 2029 também trouxe pela primeira vez uma análise de viabilidade de investimentos em baterias atrás do medidor. No entanto, os fracos sinais econômicos horários e o elevado custo dos equipamentos apontam para a baixa viabilidade nesse investimento, indicando uma entrada marginal de baterias no horizonte do PDE 2029. No entanto, uma queda de custos além do previsto pode alterar as projeções para essa tecnologia. Por fim, com o intuito de construir um ambiente de mercado mais sustentável e que leve a maior eficiência nos investimentos em RED, a EPE propôs um desenho com alguns pilares, composto de (i) isonomia entre recursos centralizados e RED; (ii) mercados de capacidade e serviços ancilares; (iii) tarifas binômias e dinâmicas; (iv) abertura do mercado livre; (v) preços horários e nodais no atacado; (vi) presença de agregadores e (vii) disseminação de medidores inteligentes.

No Capítulo de Análise Socioambiental são apresentadas as análises socioambientais que contribuíram para a definição da expansão mostrada neste PDE e as principais questões socioambientais relacionadas a essa expansão.

A variável ambiental contribuiu para a expansão apresentada neste PDE através de uma avaliação processual de usinas hidrelétricas, que estima o ano de entrada de operação das hidrelétricas para o modelo de expansão da geração, e de uma análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais.

Diante da expansão prevista no PDE 2029, o resultado da análise socioambiental indicou 10 temas relevantes para a expansão, sendo dois considerados prioritários: “Povos e terras indígenas” e “Unidades de Conservação”. Para esses dois temas prioritários devem ser orientados esforços do setor, visando a minimização de riscos para a expansão planejada.

Com relação às emissões de gases de efeito estufa, o PDE 2029 assume 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 os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil. Assim, a trajetória de expansão deve estar alinhada com as diretrizes propostas na NDC (*Nationally Determined Contribution* – Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira. Entre os indicadores analisados estão a participação de fontes renováveis na matriz energética e elétrica e ganhos de eficiência energética.

No horizonte do PDE 2029, estima-se que o grau de renovabilidade da matriz energética brasileira aumentará em relação a 2019, atingindo 48% em 2029, o que melhora os indicadores de intensidade de emissões de GEE do setor de energia por unidade de energia consumida e por unidade de PIB gerada, mantendo o destaque do Brasil na produção de energia com baixas emissões.

Vale destacar, entretanto, que 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.

O cenário de expansão do PDE 2029, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético para a NDC brasileira.

Por fim, no capítulo final são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2029 para referência, destacando-se a evolução da oferta interna de energia e da matriz energética e o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia.

NOVIDADES DO PDE 2029

No sentido de aprimorar continuamente a análise e trazer cada vez mais informação relevante para discussão com a sociedade sobre a expansão do setor de energia no País, destacam-se os seguintes avanços incorporados neste ciclo do PDE 2029:

1. No capítulo de Consolidação dos Resultados, apresenta-se a evolução da capacidade instalada total, levando-se em conta não apenas a expansão centralizada, mas também a autoprodução e a geração distribuída. Embora a expansão centralizada ainda predomine no total, torna-se cada vez mais relevante monitorar a evolução da capacidade instalada descentralizada, em particular a da geração distribuída. São apresentadas ainda a evolução da participação relativa das principais fontes de energia e o percentual de renovabilidade da matriz elétrica.

2. No capítulo de Geração Centralizada de Energia Elétrica, o PDE 2029 traz, pela primeira vez, novas discussões para o contexto do planejamento. Destaca-se uma primeira análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa, com foco na maior participação de fontes não controláveis, e da potencial participação da resposta da demanda como alternativa para o suprimento do crescente requisito de capacidade de potência. Também é abordada a atenção necessária para a modernização do parque hidrelétrico e termelétrico em operação. No caso das usinas termelétricas, especial atenção deve ser dada às usinas em final de contrato e/ou previsão de término de subsídios que resultam em um menor custo variável de operação. Para avaliar essa questão é realizada uma avalição de competitividade econômica dessas plantas já no caso de referência.

3. No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica, são apresentados gráficos mais detalhados acerca dos investimentos previstos no sistema de transmissão ao longo do horizonte 2029. Nesse contexto, os empreendimentos ainda sem concessão foram agrupados conforme a natureza esperada para o seu processo de outorga (licitação ou autorização). Essa iniciativa objetiva fornecer um sinal mais claro para o mercado em relação ao volume de investimentos a ser incluído nos próximos leilões de transmissão.

4. O capítulo 9 passa a consolidar a contribuição dos Recursos Energéticos Distribuídos, conceito que engloba alternativas tais como os ganhos de eficiência energética, micro e minigeração distribuída, autoprodução de energia elétrica e energia solar térmica. Na seção de Micro e Minigeração Distribuída, destaca-se a análise de sensibilidade feita para todas as alternativas de compensação dos créditos da geração – conforme discussões recentes no âmbito da revisão da REN 482 – e para o caso de aplicação de tarifa binômia, gerando treze diferentes curvas de inserção. Outra novidade diz respeito

a inclusão de uma seção específica para armazenamento atrás do medidor, na qual são apresentadas análises de viabilidade econômica para três modelos de negócio diferentes com baterias. Por fim, apresenta-se também uma seção com uma proposta abrangente de desenho de mercado que visa criar condições para que os RED se desenvolvam de forma mais sustentável e eficiente no País.

1. Premissas Gerais

1.1 Perspectivas Sociodemográficas

Espera-se que a população brasileira continue crescendo a taxas decrescentes nos próximos anos, mantendo a tendência observada no passado recente. Sendo assim, a contribuição demográfica no PIB será menor na próxima década.

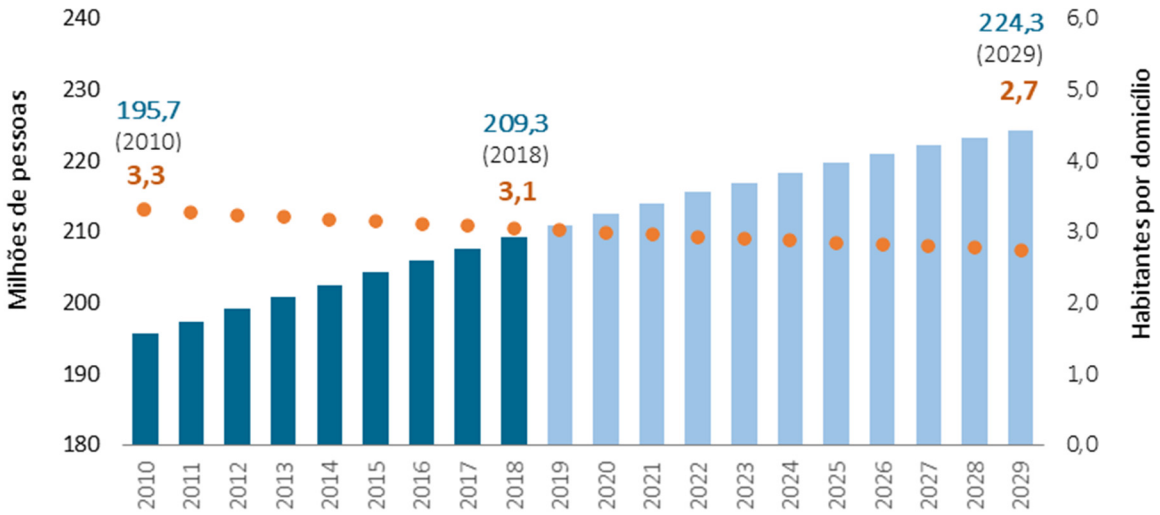
No horizonte decenal estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a., alcançando 224 milhões de habitantes.[2]

Em termos regionais, não há perspectiva de uma alteração significativa da distribuição da população, conforme pode ser visto no Gráfico 1-2. Entretanto, é importante ressaltar que se espera um crescimento populacional maior nas regiões Norte e Centro-Oeste nos próximos dez anos.

No que diz respeito ao número de domicílios particulares permanentes, espera-se que estes continuem apresentando trajetória crescente até 2029, em linha com as premissas de aumento de renda da população e de redução de déficit habitacional. A expectativa é de que haja cerca de 81,6 milhões de domicílios no País em 2029, um acréscimo de cerca de 13 milhões em relação a 2018.

Como resultado de um crescimento superior dos domicílios em relação ao aumento da população, espera-se que o número de habitantes por domicílios caia de 3,1 em 2018 para 2,7 em 2029.

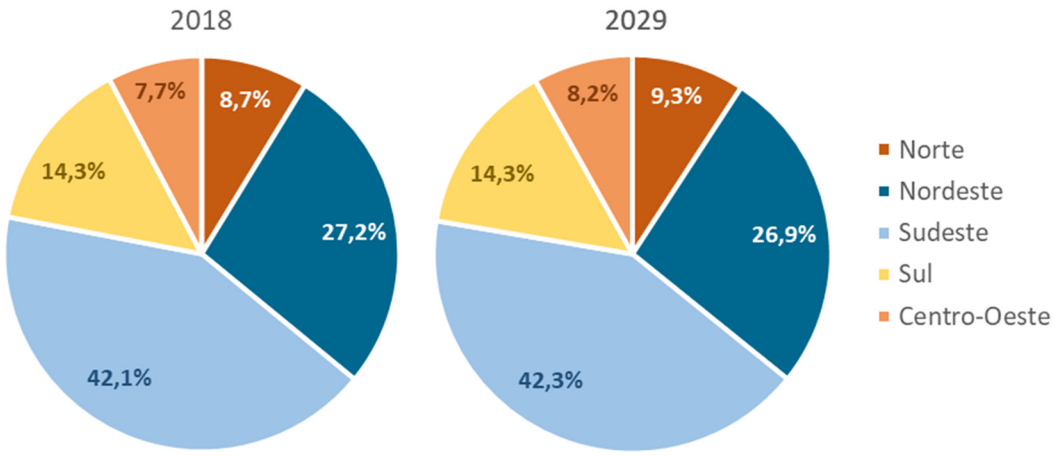
Gráfico 1-1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílios



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

[2] As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo "Projeções da população: Brasil e unidades da federação" de 2018 do IBGE. Entretanto, é feito um ajuste para mudar a data base de 01 de julho para 31 de dezembro.

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



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

1.2 Perspectivas Macroeconômicas

ECONOMIA INTERNACIONAL

Neste estudo, foram usadas as projeções de PIB e comércio mundial do Fundo Monetário Internacional[3] para o primeiro quinquênio. A seguir são descritas as principais premissas adotadas para a economia mundial nos próximos dez anos.

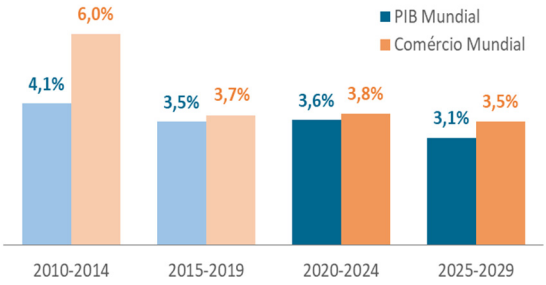
Os países desenvolvidos devem apresentar taxas moderadas de crescimento, limitadas em parte pela questão demográfica, dado o envelhecimento populacional. Já os países em desenvolvimento devem continuar contribuindo significativamente para o crescimento da economia mundial, ainda que haja expectativa de desaceleração do crescimento destes ao longo dos próximos anos.

Dentre os países emergentes, destaca-se a China, que passa por uma transição de seu modelo de crescimento, com o objetivo de estimular o consumo das famílias e o setor de serviços em detrimento dos investimentos e da indústria. Por conta dessa mudança, espera-se que a economia chinesa passe por uma desaceleração suave no horizonte deste estudo, levando a um crescimento menor do PIB do grupo de países em desenvolvimento. Tais mudanças podem afetar os preços das *commodities*, implicando em impactos na balança comercial de países com forte dependência desses produtos.

Dado esse breve panorama da economia mundial, o Gráfico 1-3 mostra as trajetórias esperadas para o PIB e o comércio global nos próximos dez anos. No entanto, vale destacar que é importante considerar que existem riscos para essas trajetórias, como os desdobramentos e impactos da política comercial protecionista adotada pelo governo americano, as questões geopolíticas e o terrorismo.

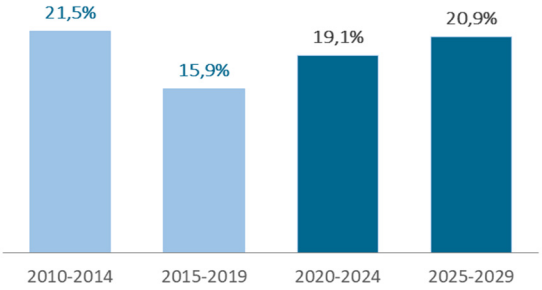
[3] As projeções mundiais do FMI aqui adotadas foram publicadas em outubro de 2018.

Gráfico 1-3 - Evolução do PIB e do comércio do mundo



Fonte: EPE (projeções) e FMI (histórico)

Gráfico 1-4 - Evolução do crescimento da taxa de investimento



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

ECONOMIA BRASILEIRA

A partir das projeções demográficas e das perspectivas para a economia mundial, elaborou-se um cenário para a economia brasileira, com uma trajetória de crescimento a taxas moderadas, apontando uma recuperação gradual ao longo do horizonte deste estudo.

No curto prazo, espera-se um desempenho ainda modesto da economia brasileira. É importante destacar que a questão fiscal pode ser um fator limitante para o crescimento econômico e que, além disso, deve ser considerar a incerteza em relação à aprovação de reformas estruturais. Estes fatores, entre outros, impactarão o desempenho da atividade econômica e dos setores da economia ao longo dos próximos anos.

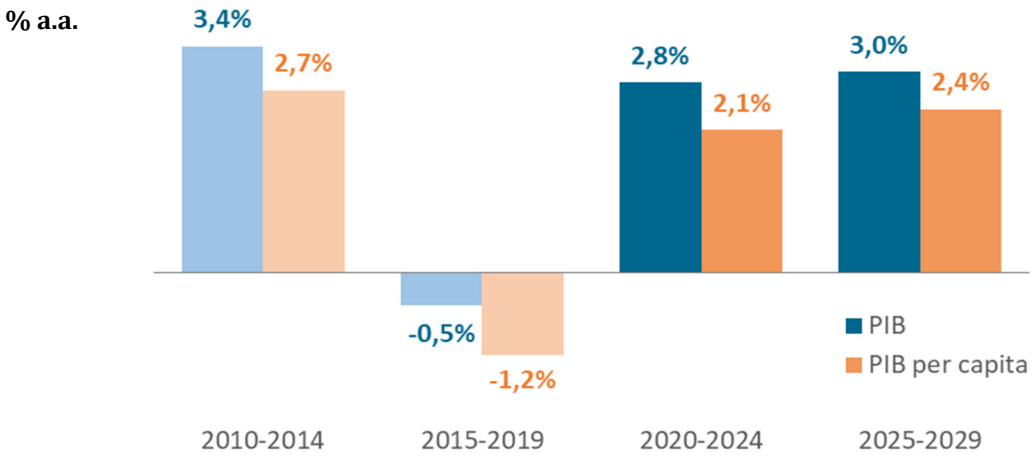
No primeiro quinquênio, uma das principais premissas é que a aprovação de reformas, ainda que de forma parcial, devem melhorar o ambiente de negócios, com impactos positivos sobre a confiança e os investimentos. Com relação a este último, destacam-se os investimentos em infraestrutura que possuem impactos potenciais sobre a competitividade da economia brasileira. É importante ressaltar, que as medidas adotadas apresentarão resultados graduais, com um impacto mais forte no fim do horizonte. Como resultado, espera-se que no período entre 2025-2029, a taxa de investimento alcance um patamar de cerca de 21% do PIB (Gráfico 1-4).

O melhor ambiente de negócios, juntamente com o encaminhamento na solução de gargalos de infraestrutura permitirão um crescimento gradual da produtividade da economia ao longo do horizonte, alcançando um crescimento médio de 0,5% a.a. Cabe ressaltar, que tal resultado é um desafio dado o histórico mais recente do País, visto que no período entre 2009 e 2018, o crescimento médio da PTF no Brasil foi de -1,2% a.a. (Conference Board, 2019). Entretanto, tal resultado não se distancia da realidade já vista no País, uma média de 0,6% a.a. foi observada entre 2001 e 2010.

Tais fatores permitirão o crescimento da economia brasileira ao longo dos próximos dez anos, entretanto, é importante frisar que o crescimento potencial brasileiro seguirá limitado por fatores estruturais, como restrições de poupança interna.

Como resultado das premissas analisadas anteriormente, o PIB deve apresentar um crescimento médio de 2,9% a.a. Já o PIB per capita, crescerá, em média, 2,2% a.a., saindo de US$ 13,9 mil em 2018 e alcançando em 2029 o patamar de cerca de US$ 18 mil (em moeda de 2018) – ver Gráfico 1-5.

Gráfico 1-5 - Evolução do PIB e do PIB per capita



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

BOX 1-1. QUAIS AS CONDIÇÕES PARA UM MAIOR CRESCIMENTO DA ECONOMIA BRASILEIRA NOS PRÓXIMOS 10 ANOS?

A conjuntura atual ainda apresenta muita incerteza no ambiente econômico, reforçando o desafio inerente ao trabalho de construção de cenários. Em virtude deste estudo adotar uma trajetória de referência, o cenário descrito anteriormente foi escolhido por ter sido considerado o mais provável. Entretanto, é importante analisar quais fatores poderiam levar a economia brasileira a apresentar diferentes trajetórias de crescimento.

Nos últimos anos, as expectativas de crescimento econômico têm se revertido para baixo, em virtude de uma recuperação mais lenta do que o esperado e desejado. E no médio prazo, as dificuldades de se aprovarem reformas importantes e de se concretizar um ambiente de negócios que propicie uma retomada mais vigorosa dos investimentos são fatores que podem induzir a um crescimento menor do que o proposto neste estudo. Contudo, este box avalia quais seriam os fatores que levariam a uma trajetória de crescimento mais forte, já que este seria mais desafiador em termos de planejamento energético, por necessitar de maior esforço para atender a demanda de energia mais elevada.

Um dos principais fatores seria a realização de reformas importantes, permitindo um ambiente de negócios mais atrativo e avanços mais significativos em termos de produtividade da economia. Dentre estas reformas, vale destacar a tributária que simplificaria o sistema brasileiro com o objetivo de torna-lo mais eficiente e eficaz. Em um contexto de maior credibilidade, os empresários tenderiam a ampliar ainda mais seus investimentos, com impactos importantes sobre o crescimento econômico. Ao mesmo tempo, os consumidores também seriam impactados, com melhorias nos mercados de trabalho e crédito, proporcionando uma recuperação mais rápida da demanda interna.

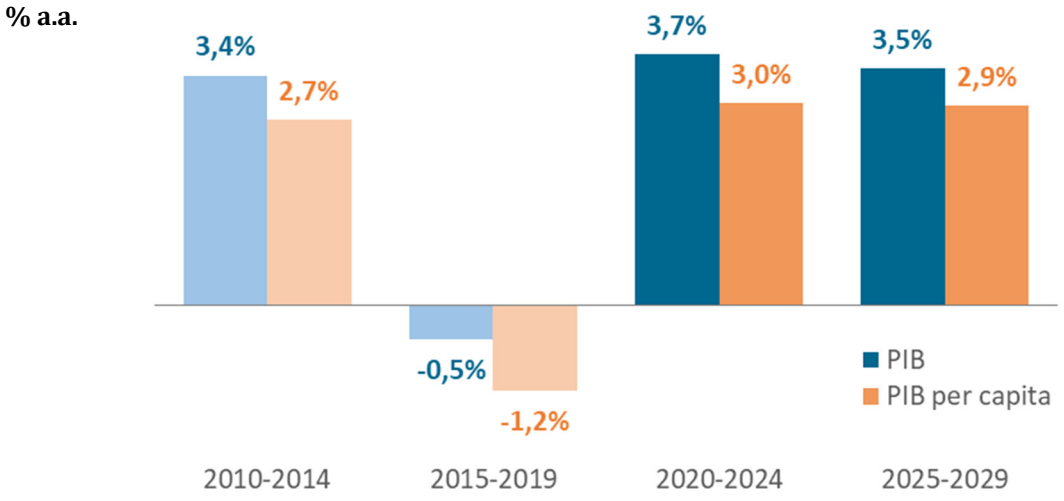
(cont.)

BOX 1-1 – CONT.

Ainda que tais reformas tenham um impacto maior no médio e longo prazo, uma recuperação mais rápida e com taxas expressivas aconteceriam no curto prazo em virtude da alta capacidade ociosa atual da economia, que possibilita uma rápida resposta em termos de capacidade de oferta frente a uma retomada da demanda. No médio e longo prazo, há necessidade de expansão da oferta, com maior esforço em termos de investimento e de medidas para solucionar os principais gargalos da economia.

Neste caso alternativo, espera-se que a economia cresça, em média, 3,6% a.a. ao longo dos próximos dez anos, acumulando um aumento de cerca de 46% em relação ao PIB de 2018. (No caso de referência, o crescimento acumulado é de 36% até o fim do horizonte). A indústria alcança uma média de 3,6% a.a., enquanto os serviços e a agropecuária crescem 3,5% a.a. e 3,2% a.a., respectivamente. Dadas as projeções demográficas, isso resultaria em um crescimento médio de 3,0% a.a. do PIB per capita neste mesmo período. O Gráfico 1-6 mostra o comportamento dessas variáveis nos próximos dois quinquênios.

Gráfico 1-6 - Evolução do PIB e do PIB per capita na trajetória alternativa



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

1.3 Perspectivas Econômicas Setoriais

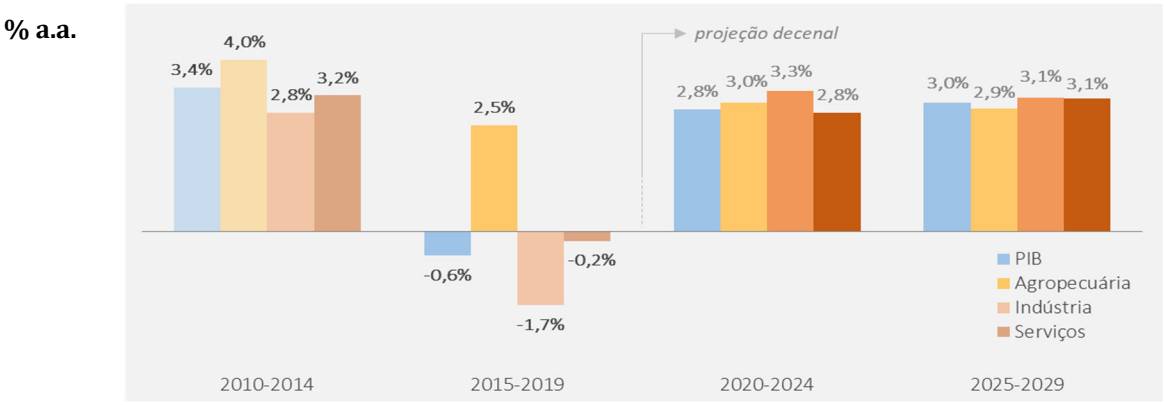
Na ótica da oferta, espera-se para os primeiros cinco anos uma dinâmica marcada pela recuperação da crise e pela retomada gradual dos condicionantes de crescimento. A indústria, inicialmente com elevada capacidade ociosa, atenderá às flutuações de demanda sem necessidade de grandes investimentos. Setores tradicionalmente mais dependentes da demanda interna, como os serviços, a construção civil e parte da transformação, devem avançar gradualmente, em linha com a melhora das condições de emprego, renda e confiança.

O mercado externo deve continuar contando com grande participação dos setores primários. O agronegócio goza de elevada competitividade e a extração mineral, sobretudo de petróleo e gás,

crescerá de forma acentuada com o aproveitamento do pré-sal.

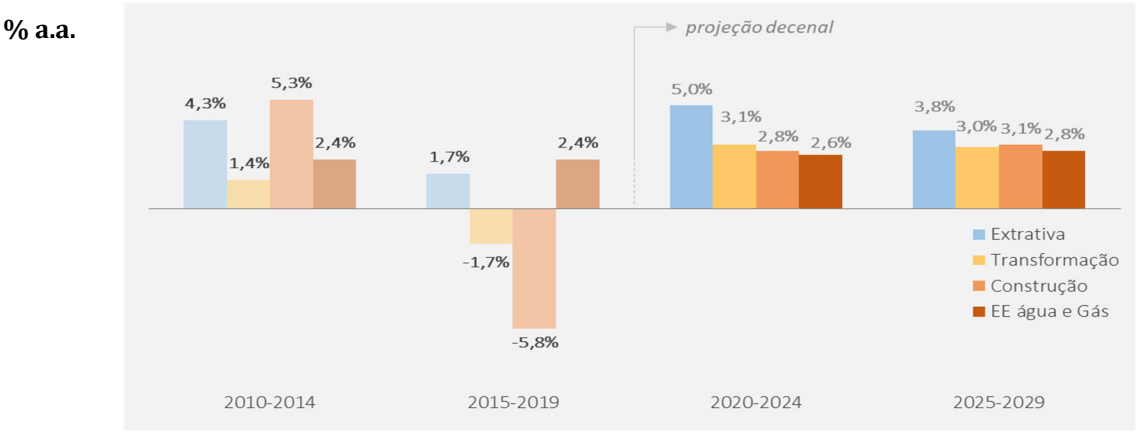
Ao final do horizonte, a indústria de transformação elevará sua participação no PIB, com uma pequena melhora qualitativa em direção a cadeias de valor mais complexas como reflexo das reformas pontuais previstas no caso. A seguir, se discutirá com mais detalhes as projeções setoriais apontadas nos Gráfico 1-7 e Gráfico 1-8.

Gráfico 1-7 - Evolução dos valores adicionados macrossetoriais



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

Gráfico 1-8 - Evolução dos valores adicionados dos setores industriais



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

AGROPECUÁRIA

O Brasil se destacou no cenário mundial ao longo das últimas décadas como um grande produtor de *commodities* na agropecuária, posicionando-se entre os principais exportadores de soja, milho, café, carnes, entre outros produtos.

No horizonte do PDE, se considera que a competitividade do agronegócio se manterá e que haverá demanda por alimentos e bioenergéticos em função do crescimento populacional, do aumento da renda e da evolução de políticas energéticas no mundo. Nesse sentido, projeta-se um crescimento médio de 2,9% a.a. entre 2020 e 2029.

SERVIÇOS

Apesar da elevada participação no PIB, o setor de serviços no Brasil ainda é caracterizado pelo predomínio de atividades de baixa produtividade, baixos salários médios, baixo conteúdo tecnológico e baixa inovação (ARBACHE, 2015).

A crise econômica, com o aumento da inflação, do desemprego, da deterioração da massa salarial e do poder de compra dos agentes, atingiu os serviços, que acumularam queda de 5,3% em 2015 e 2016. Foi a primeira retração na série histórica das Contas Nacionais Trimestrais do IBGE, com início em 1996, tendo recuperado apenas 1,8% em 2017 e 2018.

No horizonte do estudo decenal, espera-se uma reversão desse quadro, sem, no entanto, uma repetição do "boom" de consumo visto nos anos antecedentes à crise.

A trajetória de elevação será suave, acompanhando o desempenho da renda e do consumo das famílias, com crescimento mais robusto no último quinquênio. Para o horizonte decenal, estima-se uma média de 2,9% a.a. para os serviços.

INDÚSTRIA

O Brasil é dotado de grande competitividade na sua indústria extrativa em função de reservas minerais de boa qualidade e quantidade, assim como pela presença de empresas competitivas e com infraestrutura interligada aos mercados internos e internacionais. A extração de minério de ferro e a exploração de petróleo serão os principais responsáveis pelo crescimento do setor. A mineração, mais notadamente, no primeiro quinquênio, enquanto o petróleo ao longo de todo o horizonte decenal. A extrativa será a indústria de maior expansão, atingindo 4,0% a.a. até 2029.

O setor de construção civil e infraestrutura deverá retomar mais lentamente que os demais da indústria. O ramo imobiliário enfrenta, no início do período, altos volumes de estoques somados a condições de demanda ainda limitadas por conta do nível de desemprego e renda, assim como das condições de crédito restritivas.

A infraestrutura, por sua vez, esbarra na baixa disponibilidade do Estado de arcar com investimentos, uma vez que o cenário prevê que a situação fiscal exigirá um prolongado período de ajuste. Todavia, há elevado potencial de crescimento para reduzir os déficits habitacionais, sanitários e os gargalos de infraestrutura, na medida em que as condições ficarem mais favoráveis. O crescimento médio esperado para a construção civil é de 2,8% a.a. ao longo do decênio.

A produção e a distribuição de energia elétrica, de água e de gás está fortemente associada à atividade econômica e ao uso dos serviços básicos pela população. Espera-se uma evolução gradual do acesso ao saneamento, aumento do número de domicílios, assim como um perfil médio de consumo das famílias com mais eletrodomésticos.

Há potencial de ganhos de eficiência no setor, tanto na ótica da oferta, quanto no consumo, com equipamentos mais econômicos e mudanças de hábitos. Dessa forma, o valor adicionado do setor crescerá a uma taxa de 2,7% a.a., um pouco abaixo do PIB.

Muito dinâmica, a indústria de transformação engloba a maior parte da produção industrial, fornecendo não apenas produtos para consumo final, como também intermediários para a própria indústria, além de bens de capital.

A capacidade ociosa, ainda elevada em função da crise, significa que a transformação poderá rapidamente responder aos incrementos de demanda decorrentes do reaquecimento da economia. A média de crescimento desse setor no horizonte decenal é de 3,0% a.a., sendo que o primeiro quinquênio será marcado pela

recuperação dos segmentos de demanda mais impactados pela crise, notadamente os bens duráveis e de capital.

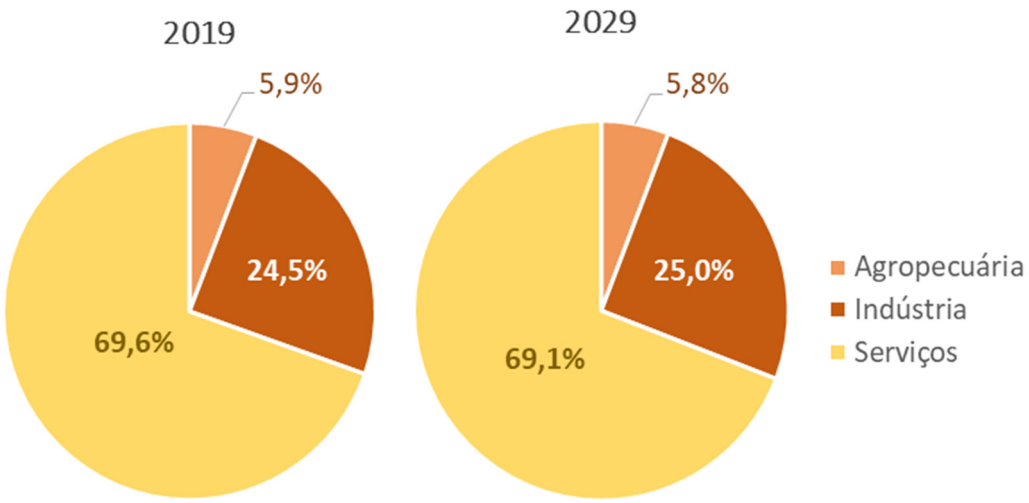
A expectativa de algumas reformas em nosso cenário que reduzam entraves burocráticos e aliviem a complexidade fiscal, ainda que apenas parcialmente, contribui para uma elevação de competitividade da indústria no médio e longo prazos. Dessa forma, se espera que a transformação avance um pouco mais em ramos mais a jusante das cadeias de valor no segundo quinquênio, ainda que sem uma mudança estrutural significativa.

Em função do desempenho dos seus quatro componentes mencionados anteriormente, a indústria geral crescerá 3,1% a.a., com especial contribuição dos setores extrativos.

Dessa forma, se espera que a transformação avance um pouco mais em ramos tecnologicamente mais complexos no segundo quinquênio, ainda que sem uma mudança estrutural significativa.

Conforme o gráfico 1-9, espera-se um crescimento da participação da indústria no PIB, recuperando parte do espaço perdido com o fraco desempenho dos últimos anos. Com isso a agropecuária e os serviços perderão participação.

Gráfico 1-9 - Evolução das participações setoriais no PIB



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> No horizonte decenal estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a., alcançando 224,3 milhões de habitantes em 2029. No que diz respeito ao número de domicílios particulares permanentes, a expectativa é de que haja cerca de 81,6 milhões de domicílios no País no fim do horizonte, um acréscimo de cerca de 13 milhões em relação a 2018.

> Em termos de economia internacional, espera-se que os países em desenvolvimento contribuam mais acentuadamente para o crescimento da econômica mundial na projeção decenal, ainda que se tenha uma expectativa de desaceleração da China. A expectativa é de que o PIB e o comércio mundial cresçam, em média, 3,3% a.a. e 3,7% a.a., respectivamente.

> Ao longo dos próximos dez anos, espera-se uma recuperação gradual da economia brasileira. Um crescimento mais sustentado é possível em virtude da premissa adotada de realização de reformas, ainda que parciais, que visem melhorar o ambiente de negócios, permitindo maior nível de investimentos e aumento da produtividade da economia. Sendo assim, a expectativa é de um crescimento médio do PIB de 2,9% a.a. e de 2,2% a.a. do PIB per capita.

> Em termos setoriais, o melhor desempenho econômico a partir de 2020 deverá impulsionar setores mais atrelados à demanda interna, como serviços, indústria de transformação e construção civil. Vale ressaltar que os setores primário-exportadores apresentarão bom desempenho ao longo do horizonte decenal.

2. Demanda de Energia

Refletindo o ambiente econômico do cenário delineado deste PDE, o consumo final de energia cresce na primeira metade da década a taxas mais modestas (2,3% a.a.), que se aceleram no segundo quinquênio (2,7% a.a.). Dessa forma, o consumo cresce à taxa média de 2,5% anuais entre 2019 e 2029, atingindo uma elasticidade-renda de 0,85.

Ao longo da década, projeta-se redução gradual da intensidade energética, pela incidência de ganhos de eficiência energética bem como pela mudança na participação dos setores no consumo de energia.

Por fim, embora o consumo de energia per capita cresça a 1,9% no período decenal, ainda assim o País ainda estará longe de atingir, em 2029, o nível de consumo médio atualmente observado nos países desenvolvidos.

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia

Indicador	2019	2024	2029
Consumo Final de Energia (10^6 tep)	263	295	336
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,25	1,35	1,50
Intensidade Energética da Economia (tep/10^3R$ [2017])	0,064	0,062	0,061
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,82 (2019-2024)	0,88 (2025-2029)	0,85 (2019-2029)

2.1 Consolidação por Setor

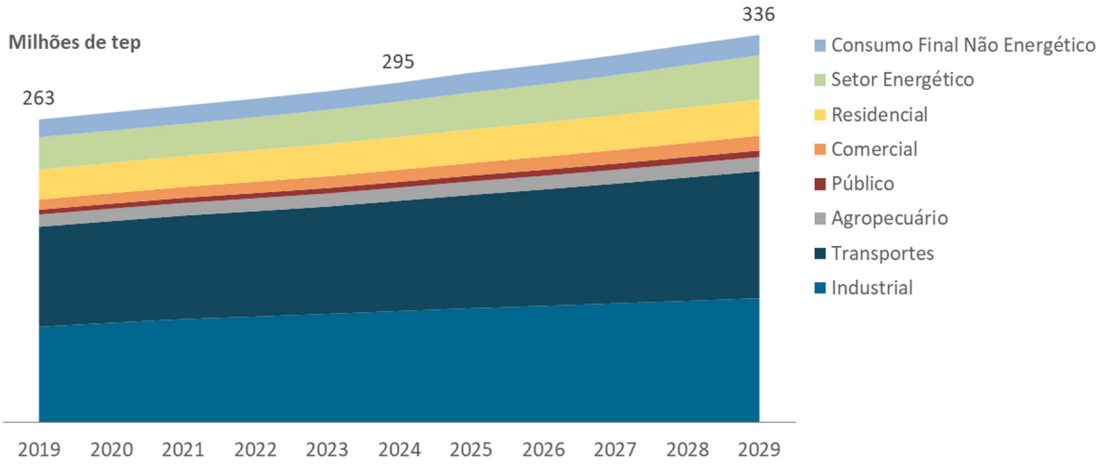
Entre 2019 e 2029 não são esperadas mudanças significativas na estrutura dos setores no consumo final. O setor energético é o que mais ganha importância no consumo final de energia, devido a fatores tais como o incremento da produção de petróleo e gás no País, assim como a de etanol em usinas e destilarias.

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, mantém a sua participação no consumo final de energia até 2029 relativamente estável. 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.

O setor de transportes se mantém líder no *ranking* dos setores consumidores de energia, com 33% de participação, com destaque para o segmento de transporte rodoviário.

Gráfico 2-1 - Consumo final de energia por setor



INDUSTRIAL

Espera-se que o valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolua à taxa média de 3,0% a.a.. Tal resultado decorrerá tanto da melhora dos indicadores econômicos quanto da redução da considerável ociosidade na utilização da capacidade instalada em alguns segmentos.

O setor de papel e celulose cresce mais que o restante da indústria, com a expansão da capacidade instalada de plantas de celulose de aproximadamente 70% da capacidade atual. No horizonte decenal a lixívia continua sendo queimada em caldeiras de recuperação, enquanto as pesquisas em biorrefinarias avançam.

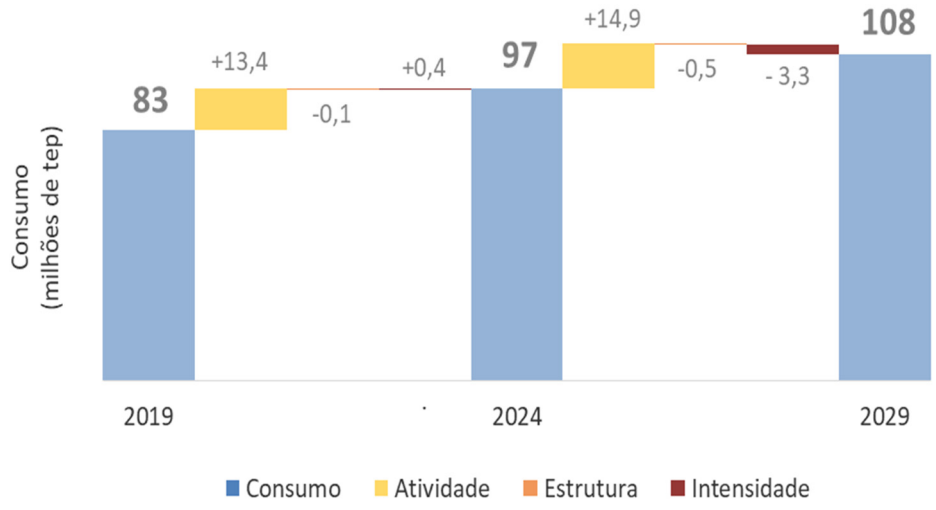
Na produção de metais não-ferrosos se destaca o crescimento médio da produção de alumínio em 9% a.a. no primeiro quinquênio pela retomada de parte da utilização da capacidade instalada, que foi bastante debilitada nos últimos anos por perda de competitividade decorrente do aumento de custo da energia elétrica e questões ambientais.

A produção de fertilizantes nitrogenados também considera a retomada de parte da utilização da capacidade instalada e a entrada em operação de uma nova planta que utiliza gás de natural como matéria prima. No setor de soda-cloro há a entrada de uma planta no final do horizonte, utilizando a tecnologia de membrana, que é a mais eficiente. Atualmente, cerca de 23% da capacidade instalada utiliza tecnologia de membrana, 63% de diafragma e 14% de mercúrio (Abiclor, 2019).

No caso de segmentos ligados à expansão de infraestrutura, tais como cimento e cerâmica, a perspectiva é que suas atividades voltem a crescer de forma mais gradual e acelerando a partir do final do primeiro quinquênio, quando a economia brasileira atingirá níveis maiores de crescimento do PIB. Na indústria de cimento, o teor de adições ao clínquer aumenta de 32% (EPE, 2017) para 35% em 2029, em função de esforços do setor para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

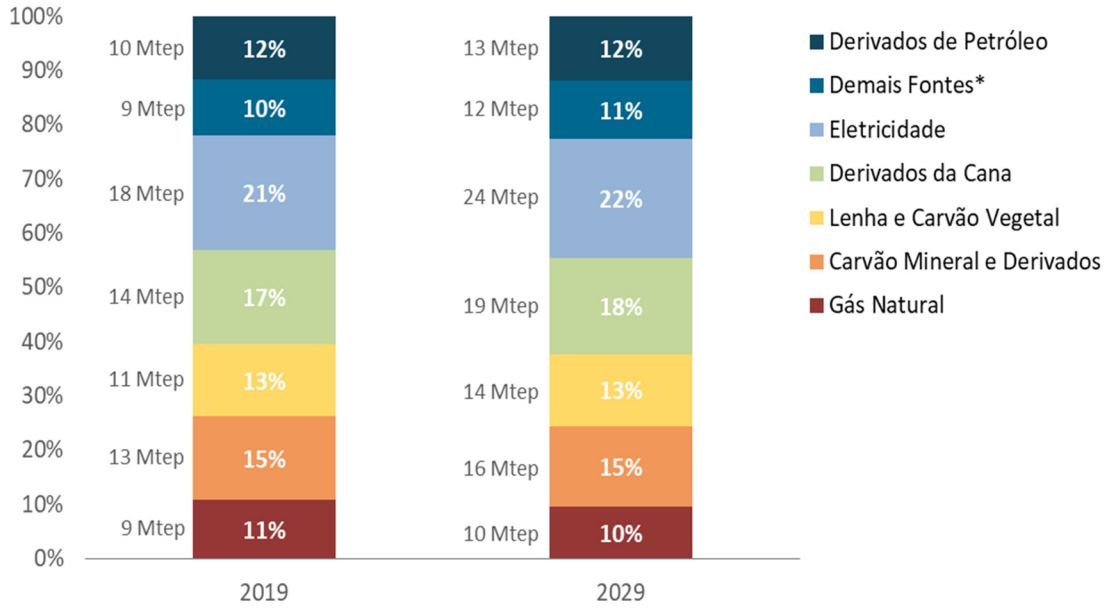
Em termos de consumo de energia, espera-se que o setor industrial cresça à taxa de 2,6% anuais, atingindo o montante de 108 milhões de tep em 2029. O crescimento do consumo é inferior à perspectiva de valor adicionado em função dos efeitos estrutura e intensidade (Gráfico 2-2). Destacam-se os segmentos de papel e celulose, alimentos e bebidas e alumínio, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de têxtil, cerâmica e química. Apesar das alterações, não há mudanças estruturais significativas.

Gráfico 2-2 - Setor industrial: Consumo final de energia por segmento



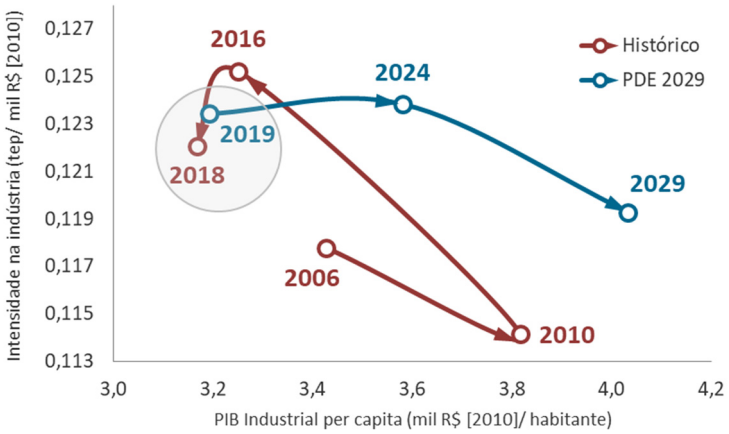
Sob a ótica do consumo por fonte, há uma maior participação do bagaço de cana, da lixívia, da eletricidade, da lenha e dos derivados de petróleo. Isto ocorre principalmente pela mudança na estrutura da indústria brasileira – o bagaço e a lixívia são coprodutos das indústrias de açúcar e celulose, respectivamente. Fontes como o gás natural e carvão mineral e seus derivados têm redução marginal na participação do consumo final industrial (Gráfico 2-3). A eletricidade ganha participação na metalurgia. Devido à perda de participação de segmentos energointensivos em relação ao total, a intensidade da indústria diminui para níveis similares aos de 2010 (Gráfico 2-4).

Gráfico 2-3 - Setor industrial: Consumo final de energia por fonte



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

Gráfico 2-4 – Sendero energético industrial



BOX 2-1. ESTUDOS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Resposta da demanda refere-se aos mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado (Gellings, 2012).

A resposta da demanda baseada em preços refere-se à mudança no perfil de uso da energia devido às alterações no preço ao longo das horas do dia. Um exemplo deste tipo de resposta da demanda é a tarifa branca, que desde 2018 já pode ser utilizada por alguns consumidores da baixa tensão (como residências e pequenos comércios) no Brasil.

A análise e quantificação do potencial a ser ofertado ou diminuído pelos agentes de consumo em programas de resposta da demanda, além da expectativa de custo associado e nível de incerteza, são de suma importância para a consideração em modelos de planejamento. Conforme relatado no Capítulo 3 – Expansão da Geração, a modelagem da resposta da demanda pode ser feita de duas formas nos estudos de longo prazo do planejamento energético: exógena ou endógena.

A modelagem de forma exógena é a maneira mais frequente, sendo que deste modo os impactos da tecnologia são abatidos da projeção de carga. Um exemplo desta implementação é a utilizada em "A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System" (Muller,2019), onde é determinada a diminuição da carga de energia e demanda máxima do SIN de acordo com o desenvolvimento de variáveis que impactarão o desenvolvimento da resposta da demanda, como Regulação, Tarifas de Energia, Tecnologias e Projetos-pilotos. De acordo com o desenvolvimento de cada variável, os impactos na energia e demanda máxima são calculados, abatidos da projeção de carga e consequentemente, outra expansão indicativa é alcançada por meio dos modelos computacionais.

Apesar de ser um passo importante na consideração da resposta da demanda no planejamento energético, os resultados da modelagem exógena costumam ser limitados e não refletem o ótimo sistêmico. Outro problema enfrentado pela modelagem exógena é não captar a sinergia entre diversas variáveis do planejamento, notadamente entre os recursos energéticos distribuídos (RED). Já a modelagem endógena permite que o portfólio de candidatos compita com outros recursos do lado da oferta, buscando a minimização do custo total de atendimento da demanda.

(cont.)

BOX 2-1. (CONT.)

A incorporação da modelagem endógena, bem como de melhoramentos na modelagem exógena da resposta da demanda baseada em preços, passam por diversas etapas a serem construídas. Dentre elas estão:

- Detalhamento temporal dos impactos da resposta da demanda, que passa pela criação de curvas de cargas horárias, bem como da utilização das mesmas nos modelos de simulação;
- Detalhamento espacial, para determinação dos impactos da resposta da demanda por submercados;
- Determinação do potencial e da elasticidade por setores da economia perante diferentes tipos de modelos de tarifação;
- Determinação do potencial por tipo de tarifação, que futuramente podem ser adotados.

Para a determinação do potencial por indústria, o primeiro passo é a identificação dos processos e equipamentos adequados para resposta da demanda. Tipicamente as cargas flexíveis são relacionadas a armazenamento de frio ou calor, flexibilidade da demanda ou armazenamento físico. Alguns processos com potencial de flexibilidade são: eletrólise, fornos elétricos, picadores e moagem, ventiladores, extrusores, compressores e câmaras frias (Gils, 2014). Esses processos são encontrados em diversas indústrias, como a metalúrgica, química, alimentos e bebidas, cimento e papel e celulose. Outras etapas podem incluir a análise das características do perfil de carga por indústria e, a partir do consumo elétrico específico (por unidade produzida), quantificação da participação da carga flexível, duração máxima do corte de carga e restrições operativas e econômicas. Desta forma, é possível associar o potencial de resposta da demanda aos cenários de produção e demanda industrial.

A EPE está desenvolvendo metodologia para melhor estimativa das possibilidades de aplicação de mecanismos de resposta da demanda e de seus impactos no sistema elétrico brasileiro.

TRANSPORTES

O consumo energético do setor transportes é influenciado por diversos fatores, como o PIB *per capita*, a disponibilidade e a ampliação de infraestrutura logística, as políticas ambientais, o comportamento e preferências das pessoas, uma maior conectividade e novas tecnologias. Tais fatores contribuem para a demanda do transporte de cargas e/ou de passageiros, conforme descrito a seguir.

Transporte de cargas

A atividade total do transporte de cargas deve aumentar 3,4% a.a. entre 2019 e 2029 no caso de referência. Esse crescimento é necessário para permitir o escoamento da produção brasileira, principalmente com o crescimento previsto do agronegócio, além da recuperação de setores como o varejo e a construção civil, muito demandantes de transporte rodoviário.

Projetos de infraestrutura com execuções físicas avançadas devem entrar em operação nos próximos anos, como a recentemente leiloada Ferrovia Norte-Sul, elevando a participação do modo ferroviário.

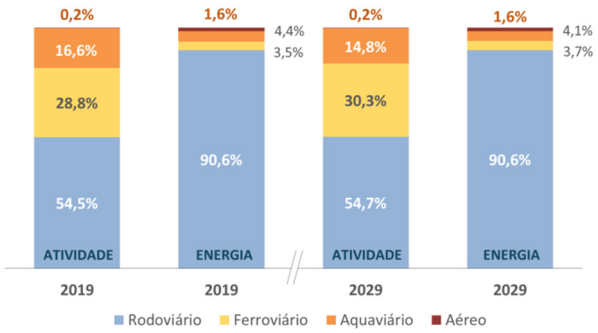
Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes total.

A demanda do transporte de carga continua muito concentrada no uso do óleo diesel B, já que não se projeta, no horizonte do presente estudo, um amplo desenvolvimento de projetos em fontes substitutas para veículos pesados.

Em termos energéticos, a demanda do transporte de cargas cresce em média 2,5% a.a.. A diferença em relação à taxa da atividade é explicada,

em grande medida, pelos avanços tecnológicos e de aerodinâmica, além da melhor infraestrutura logística, o que permite um aumento da participação de modos menos energointensivos, especialmente o ferroviário, conforme indicado no Gráfico 2-5.

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



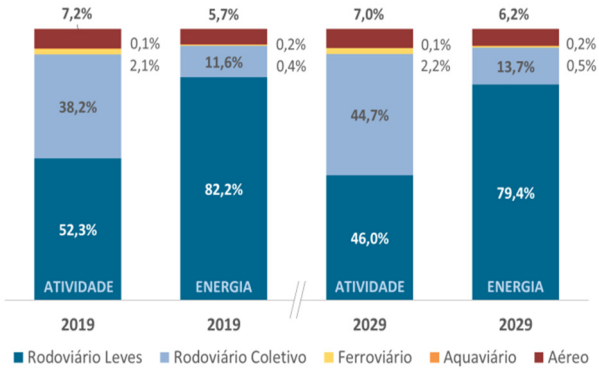
Transporte de passageiros

A atividade total do transporte de passageiros deve aumentar 4,1% a.a. entre 2019 e 2029. Esse crescimento visa atender a demanda da sociedade, que exige cada vez mais mobilidade para lazer e trabalho, acompanhando o ritmo do crescimento do PIB *per capita* e da redução do desemprego.

Observa-se que o ritmo de crescimento do PIB *per capita* e a redução do desemprego impactam, menos que proporcionalmente, na redução do endividamento das famílias e no aumento da venda de veículos leves. Isso faz com que boa parte da mobilidade exigida nas grandes cidades seja atendida inicialmente pelo transporte rodoviário coletivo. Considera-se um aumento na capacidade de transporte do sistema metro-ferroviário, sistema menos energointensivo, a uma taxa similar ao crescimento do modo rodoviário.

Em termos energéticos, a demanda do transporte de passageiros cresce em média 2,4% a.a.. 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.[4] 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.

Gráfico 2-6 - Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de passageiros



O transporte aéreo, apesar de melhorar sua eficiência energética em 0,5% a.a., apresenta um dos maiores crescimentos da demanda energética do setor de transportes. Isso se justifica, em parte, pela retomada do crescimento econômico associada a uma maior redistribuição de renda.

Vale destacar alguns aspectos qualitativos que influenciaram as taxas de crescimento de cada modo de transporte. A tendência de envelhecimento da população brasileira tende a reduzir a demanda por transporte, com pessoas aposentadas não exigindo a locomoção diária ao trabalho. Por outro lado, o crescimento da população é fator de incremento de demanda. Outra variável importante é o nível de renda da população, na medida em que, uma renda maior está associada a uma maior demanda por mobilidade. Além disso, deve-se destacar a conectividade, que ajuda a reduzir a demanda por transporte, facilitando o trabalho remoto. Contudo, ela também contribui para a mobilidade, facilitando o acesso ao transporte, inclusive individual, mesmo

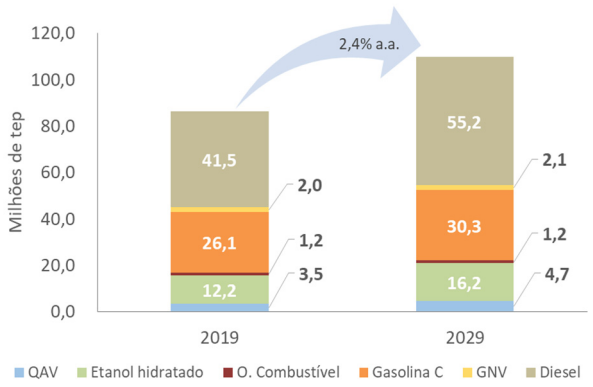
[4] Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da mesma. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias híbridas, e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

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

Demanda energética do setor transportes

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 2,4% a.a. entre 2019 e 2029, com destaque para o crescimento da demanda de óleo diesel e querosene de aviação, conforme indicado no Gráfico 2-7. A demanda de eletricidade, apesar de seu alto crescimento, não é expressiva, apresentando uma participação de 0,3% em 2029.

Gráfico 2-7 - Participação dos tipos de energia na demanda energética do setor de transportes

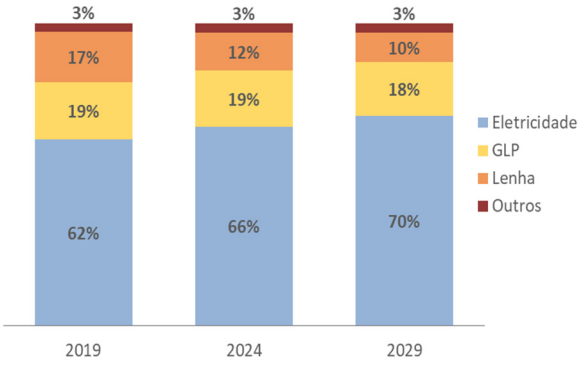


Como já citado, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes total. Desta forma, o diesel para atender a este segmento representará 39,2% da demanda energética total do setor de transportes em 2029, uma pequena variação dos 38,7% em 2019. Outro destaque é participação da demanda para motores Ciclo Otto que, apesar da perda significativa de importância da gasolina C, passa de 32,5% em 2019 para 29,9% da demanda energética total do setor de transportes em 2029.

EDIFICAÇÕES

O setor de edificações é composto por edifícios residenciais, comerciais e públicos. As principais fontes de energia utilizadas nas residências são a eletricidade, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e a lenha. Já nos edifícios comerciais e públicos o uso predominante é da energia elétrica. No horizonte decenal, espera-se que essas fontes de energia continuem sendo protagonistas no setor, com destaque para a eletricidade. Em 2029, espera-se que o consumo final de eletricidade no setor alcance 406 TWh, correspondente a cerca de 70% da matriz energética das edificações e 51% do consumo final de eletricidade.

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



RESIDÊNCIAS

O consumo de energia nas residências deve crescer 2,0% a.a. entre 2018 e 2029, resultado do aumento da renda das famílias, do número de domicílios e da expansão da malha de distribuição de combustíveis.

A eletricidade é a principal fonte de energia utilizada nos domicílios (Gráfico 2-9). O aumento da posse de eletrodomésticos contribuirá positivamente para a elevação do consumo de energia elétrica nas residências no horizonte decenal. Contudo, a revisão dos índices mínimo e das classes de eficiência energética de equipamentos participantes do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) são políticas que podem induzir a redução do consumo médio do estoque dos eletrodomésticos.

Gráfico 2-9 - Consumo final de energia nas residências

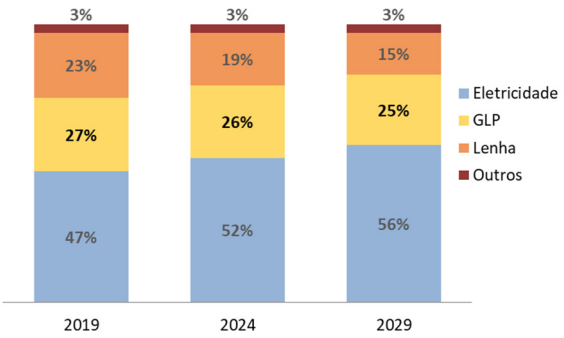
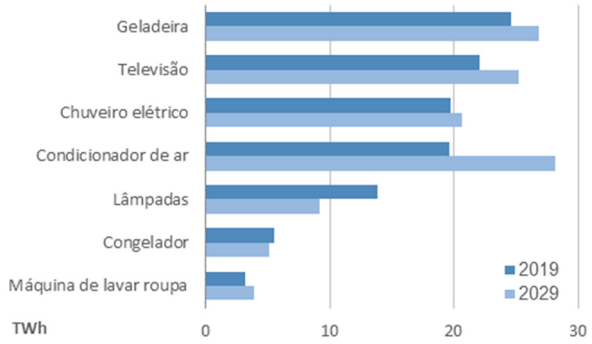


Gráfico 2-10 - Consumo de energia elétrica por equipamento residencial



O Gráfico 2-10 sugere que o consumo de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. O aumento da renda e a maior propensão dos indivíduos por ambientes climatizados, tornará o condicionador de ar o principal responsável pelo incremento do consumo de eletricidade pelas famílias. Assim, a demanda por esse uso final da energia poderá crescer 3,6% a.a. ao longo do período analisado. Entretanto, a demanda por eletricidade para iluminação continuará diminuindo, resultado da maior penetração da tecnologia LED (*light-emitting diode*), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil quando comparada com as lâmpadas fluorescentes. Portanto, de forma agregada, espera-se que o consumo de energia elétrica nas residências cresça 3,9% a.a. entre 2018 e 2029.

Cabe ressaltar que o crescimento da renda das famílias acima da trajetória adotada poderá aumentar a venda de equipamentos, principalmente de máquinas de lavar roupas e condicionadores de ar, que ainda apresentam potencial elevado de penetração nos domicílios. Eventos atípicos, como ondas de calor, podem aumentar permanentemente o consumo de eletricidade, na medida em que os equipamentos adquiridos durantes esses eventos passam a ser utilizados regularmente em períodos com a temperatura amena. Além disso, mudanças de comportamento dos indivíduos, decorrente do processo natural de interações sociais ou induzidas por políticas públicas, também podem impactar a demanda futura de energia nas residências.

As demais fontes de energia utilizadas nos domicílios são o GLP, o gás natural, a lenha e o carvão vegetal. Esses combustíveis são utilizados predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água. Nesse sentido, destaca-se o crescimento da demanda por combustíveis modernos, GLP e gás natural. A demanda por GLP, que apresenta uma rede de distribuição consolidada no País, crescerá 1,9% a.a. em função sobretudo da substituição parcial do uso de biomassas tradicionais (lenha e carvão vegetal) na área rural. Por outro lado, ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural crescerá 4,5% a.a. e deslocará parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.

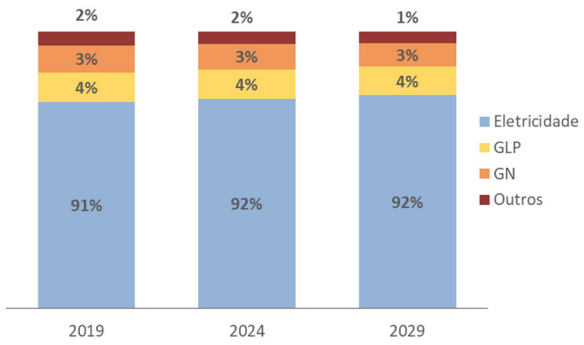
COMERCIAL E PÚBLICO

As edificações comerciais e públicas para efeito da projeção estão inseridas no setor de serviços. De acordo com o BEN 2018 (EPE, 2019), o consumo de energia corresponde a 5% do consumo final energético do País.

O consumo final de energia do setor de serviços deve crescer com uma taxa de 3,3% a.a., entre 2018 e 2029, tendo uma maior aceleração no curto prazo em função da vacância das edificações resultante dos últimos anos de crise econômica no País. Além disso, o setor continua a crescer no horizonte decenal em consonância com o cenário econômico apontado no plano, estando as incertezas quanto ao dinamismo do setor associadas ao desempenho da economia ao longo do horizonte.

A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em decorrência da possibilidade do uso desta fonte para todos os serviços energéticos demandados. Ao longo do horizonte há ligeiro ganho de participação desta fonte (Gráfico 2-11). Entretanto, há possibilidade de inversão neste processo de eletrificação, caso haja maior difusão de tecnologias de geração de calor/frio baseadas em outras fontes de energia, tais como aquecimento de água a gás natural, aquecimento solar térmico, ou ainda sistemas de refrigeração a gás natural. Projeta-se que esse setor atinja em 2029 o consumo de eletricidade de 191 TWh, onde o setor comercial representa 67% desse consumo.

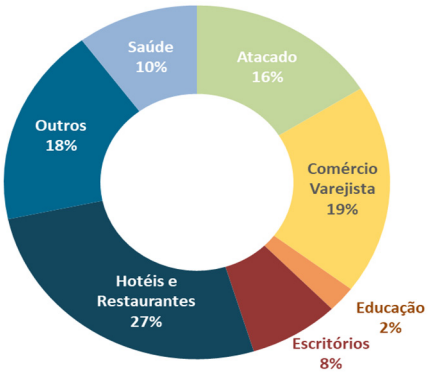
Gráfico 2-11 - Consumo final de energia no setor de serviços



Quanto às demais fontes, há destaque para GLP e gás natural (GN). O primeiro, manterá sua representatividade no consumo final de energia no setor, sendo recrutado majoritariamente para o serviço de cocção para os segmentos associados à alimentação. Já o gás natural, apesar de ser a fonte com maior dinamismo ao longo do horizonte, mantém sua participação dada a restrição de acesso de alguns estados à malha de distribuição de gás natural ao longo do horizonte.

Cabe ressaltar, que na projeção desse PDE foi utilizado o novo modelo de projeção desenvolvido pela EPE que utiliza dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015,[5] sendo possível avaliar o tamanho do mercado desse segmento e dessa forma compreender a evolução desse consumo. O Gráfico 2-12 apresenta a distribuição do consumo de energia em 2029.

Gráfico 2-12 – Distribuição do consumo final de energia no setor comercial em 2029



No cenário, de maneira geral os segmentos têm crescimento do consumo mais acentuado nas regiões Norte e Nordeste do país, sobretudo para atendimento de uma demanda reprimida por alguns serviços, tais como saúde, educação e escritórios. Entretanto, a projeção estima maior dinamismo, no curto prazo, na região Sudeste, dada a atual vacância de estabelecimentos nos segmentos de comércio varejista, hotéis e restaurantes, cuja participação conjunta alcança 46% do consumo final do setor comercial em 2029.

[5] Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012.

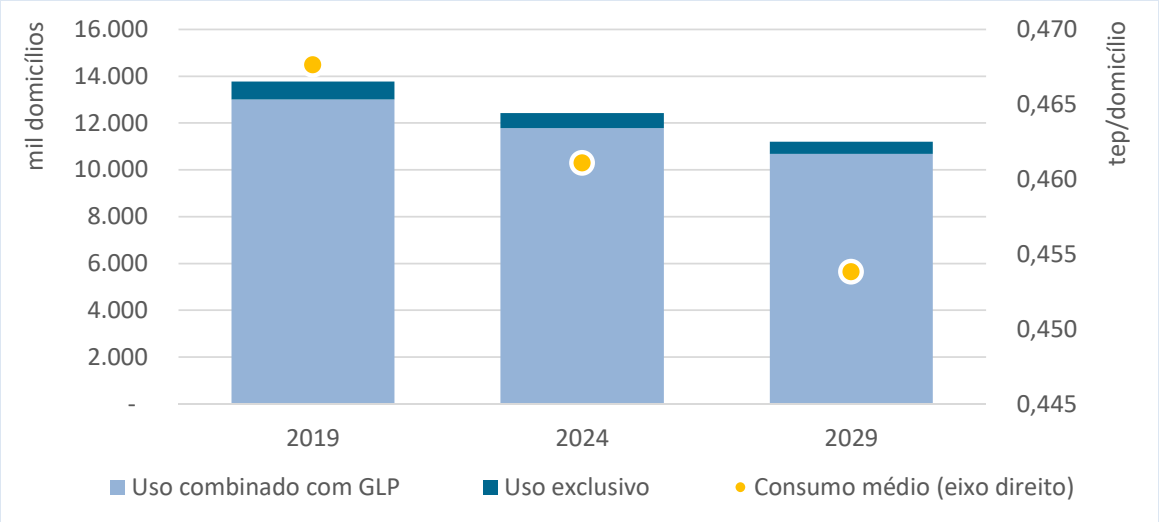
BOX 2-2. A DEMANDA POR BIOMASSAS TRADICIONAIS NAS RESIDÊNCIAS

Nas últimas décadas, foi construído um consenso global de que o acesso a combustíveis limpos é um fator-chave para o desenvolvimento sustentável e para a garantia do bem-estar das famílias, materializado nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU). O acesso a combustíveis limpos nas residências envolve a substituição do uso das biomassas tradicionais por GLP, gás natural e eletricidade. Esse processo de transição energética das famílias não é linear ou unidirecional, já que as elas podem consumir um portfólio de múltiplos combustíveis com diferentes características físicas. As razões para o uso de múltiplos combustíveis são variadas e podem incluir a renda das famílias, a disponibilidade e o custo dos combustíveis substitutos, os riscos associados à interrupção da oferta, aspectos culturais, sociais e preferências. Contudo, o uso de biomassas tradicionais, em maior ou menor grau, pode comprometer a qualidade do ar no interior das residências, devido à baixa eficiência de combustão dos fogões e fornos utilizados, e afetar a saúde dos indivíduos, principalmente daqueles que passam mais tempo dentro de casa, como mulheres, crianças e idosos (WHO, 2016).

No Brasil, a principal biomassa utilizada nas residências é a lenha. Em geral, a lenha é um combustível não comercial usado predominantemente para cocção de alimentos. Desde o início do século passado, o uso de biomassas vem sendo substituído por GLP, como consequência da urbanização, do aumento da renda das famílias e das intervenções governamentais na promoção de combustíveis limpos (LUCON et al., 2004). Contudo, após as alterações da política de preço do GLP e da crise econômica Brasileira de 2015, de acordo com os dados da Pesquisa Nacional de Amostra por Domicílios Contínua (PNAD Contínua) do IBGE, o número de domicílios que declararam utilizar biomassas tradicionais para cocção de alimentos cresceu 27% entre 2016 e 2018, atingindo cerca de 14 milhões de famílias. Ainda com base na pesquisa, 94% dessas famílias utilizam biomassa e gás (GLP ou gás natural) concomitantemente, sugerindo o caráter complementar desse tipo de combustível.

No horizonte decenal, estima-se que o aumento da renda média das famílias, previsto neste PDE, contribua para a redução da demanda por biomassas nas residências. Tal redução é observada pela diminuição conjunta do número de domicílios que utilizam biomassas tradicionais (de forma exclusiva ou combinada com o uso de GLP) e pela redução do seu consumo médio. Cabe destacar que dimensões adicionais, como o custo dos combustíveis substitutos e mudanças de preferências dos consumidores, por exemplo, podem alterar a dinâmica de adoção aos combustíveis limpos nas residências. Porém, tudo mais mantido constante, as biomassas tradicionais continuarão sendo relevantes para atender as necessidades energéticas de parcela significativa das famílias brasileiras nos próximos anos.

Gráfico 2-13 - Número de domicílios que utilizam biomassas tradicionais e consumo médio



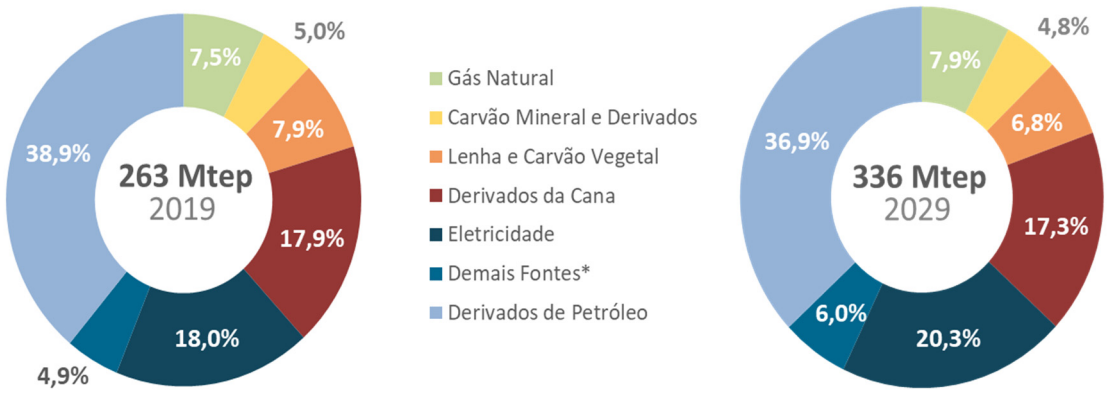
2.2 Consolidação por Fonte

As expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte no decênio mostram a manutenção da tendência de crescente eletrificação do País, fonte que atinge um incremento médio anual de 3,8%. Os derivados da cana também conservam sua importância ao longo do período.

Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, com um crescimento médio de 2,0% a.a. no decênio. Entretanto, observa-se uma redução de sua participação na matriz de consumo final, que se deve, em parte, pela substituição de parcela de óleo diesel por biodiesel e parte da gasolina por etanol hidratado no setor de transportes.

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

Gráfico 2-14 - Consumo final de energia por fonte



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

BIOCOMBUSTÍVEIS

Quanto aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no decênio são o biodiesel (6,9% a.a.) e a lixívia (3,0% 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 B comercializado, que salta de 10,2%, em média em 2019, para 15,0%, em 2029. Já o etanol cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva.

Por outro lado, espera-se que a lenha mantenha seu consumo final praticamente estável ao longo do decênio (0,6% a.a.), 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 2019-2029, o etanol tem um expressivo aumento do consumo final, sendo que boa parte deste incremento advém do etanol hidratado (2,8% anuais), a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol anidro tem uma redução média anual da demanda de 1,4%, atrelada ao cenário de consumo de gasolina C.

Gráfico 2-15 - Consumo final de etanol por tipo

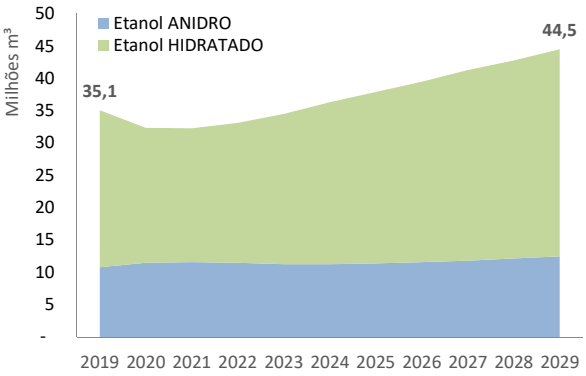
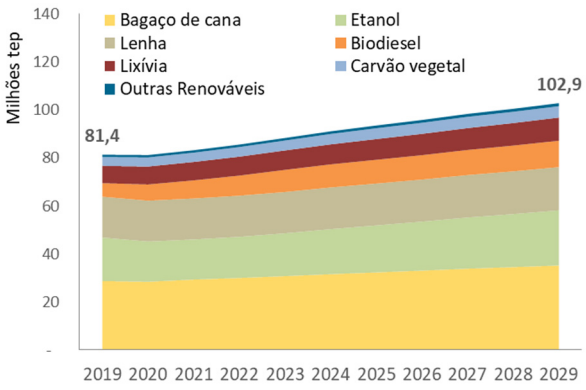


Gráfico 2-16 - Consumo final de biocombustíveis por fonte



DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar da redução de participação, os derivados de petróleo ainda se manterão com alta importância no período decenal, com 36% do consumo final e crescimento à taxa de 2,8% a.a..

O óleo diesel B é a principal fonte utilizada para o transporte de cargas pesadas no País e, apesar de seu consumo potencial ser reduzido com um aumento da participação do biodiesel no óleo diesel B comercializado, ainda ganha importância entre os derivados de petróleo, com um crescimento médio anual de 2,6%.

O óleo combustível tem seu consumo final majoritariamente alocado no 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, em parte pelo ganho de importância do etanol na demanda de veículos leves.

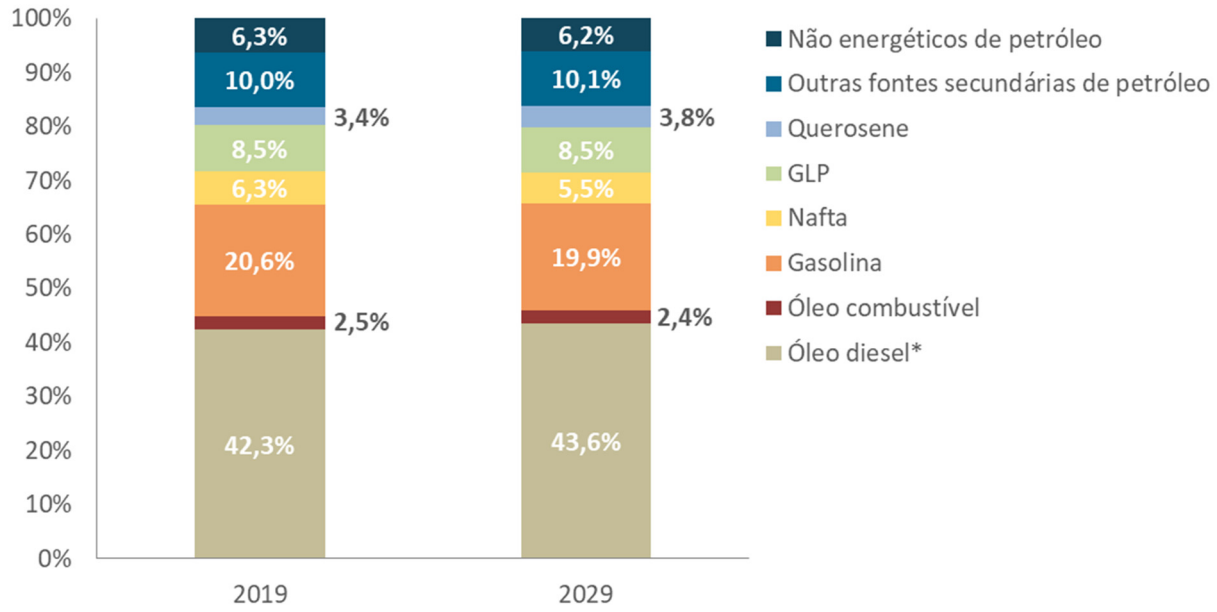
A nafta petroquímica é utilizada como matéria-prima. No decênio, não há implementação de novas unidades. Assim, o incremento da demanda de nafta ocorre apenas através da reutilização da capacidade instalada petroquímica existente.

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

Quase a totalidade da demanda de querosene é atribuída ao 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 3,0%.

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.

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



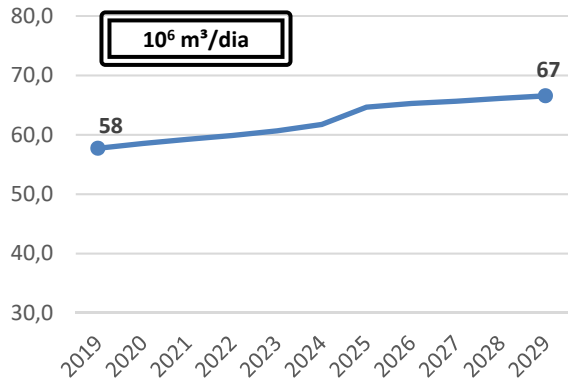
Notas: *Não inclui o biodiesel

GÁS NATURAL

Os estudos de demanda de gás natural geram o cenário de demanda setorial no horizonte decenal, partindo-se de uma metodologia "*bottom up*" para coleta e consolidação dos dados, seguida de uma análise de consistência econômica e energética, leva-se em conta as perspectivas de expansão da malha de gasodutos, bem como suas respectivas restrições operativas. O resultado é a projeção de consumo esperado de gás natural no horizonte decenal.

Na avaliação da demanda por gás natural, é importante considerar que o crescimento da demanda é sensível não só ao cenário macroeconômico, mas também à competitividade do gás natural. A expectativa é que a recuperação da economia não ocorra de forma igual para todos os setores. Assim, o crescimento da demanda de gás natural associado à recuperação econômica dependerá da resposta dos setores consumidores deste energético. A parcela da projeção da demanda referente potencial de substituição por competição direta com energéticos concorrentes é dependente da competitividade do gás natural, assim como a demanda referente aos novos empreendimentos, em especial os grandes consumidores de gás natural.

Gráfico 2-18 – Gás Natural: Demanda não-termelétrica



A projeção de demanda de gás natural, exclusive para geração de eletricidade, aponta para um volume de 67 milhões de m³/dia, em 2029, isto representa um acréscimo de 16% em relação a.a. de 2019. O principal destaque fica a cargo da expectativa por moderada expansão do mercado consumidor, com taxa média de crescimento anual projetada de apenas 1,4% a.a. para a demanda não-termelétrica entre 2019 e 2029. A produção industrial começa a demonstrar perspectivas de recuperação, entretanto mais concentrada em setores não intensivos no uso do gás natural. Assim, esta recuperação não se reflete na mesma proporção em expansão da demanda por gás natural. Este comportamento é agravado pela competitividade, dificultando o ganho de mercado tanto por substituição, quanto pela viabilização de novos empreendimentos potencialmente intensivos no uso do mesmo.

Todavia, iniciativas para a modernização do mercado, como o programa Novo Mercado de Gás, podem melhorar consideravelmente a competitividade do gás natural no Brasil. O Box 2-3 apresenta uma trajetória alternativa de demanda potencial de gás natural, a partir da premissa de aumento de oferta. Novas demandas podem ser viabilizadas em um cenário de maior competitividade do gás natural, como no segmento de fertilizantes nitrogenados, onde o preço do gás natural são fatores determinantes para viabilidade do investimento, conforme destacado no informe técnico *"Competitividade do Gás Natural: Impactos na Indústria de Fertilizantes"* (EPE, 2019).

O setor industrial mantém-se como principal consumidor do gás natural ao longo de todo o horizonte, com 54% do consumo não-térmico, e 28% do consumo total nacional quando considerada a parcela referente a geração termelétrica esperada.

No Gráfico 2-19 projeta-se em 2029 um consumo total de 87,6 milhões de m³/dia de gás natural, o que representa um acréscimo de 10 milhões de m³/dia em relação ao consumo projetado para 2019. Este crescimento é mais acentuado no segundo quinquênio, principalmente devido ao comportamento da projeção de demanda para geração termelétrica esperada. No primeiro quinquênio estima-se uma queda no consumo de gás natural para geração termelétrica devido à

expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas

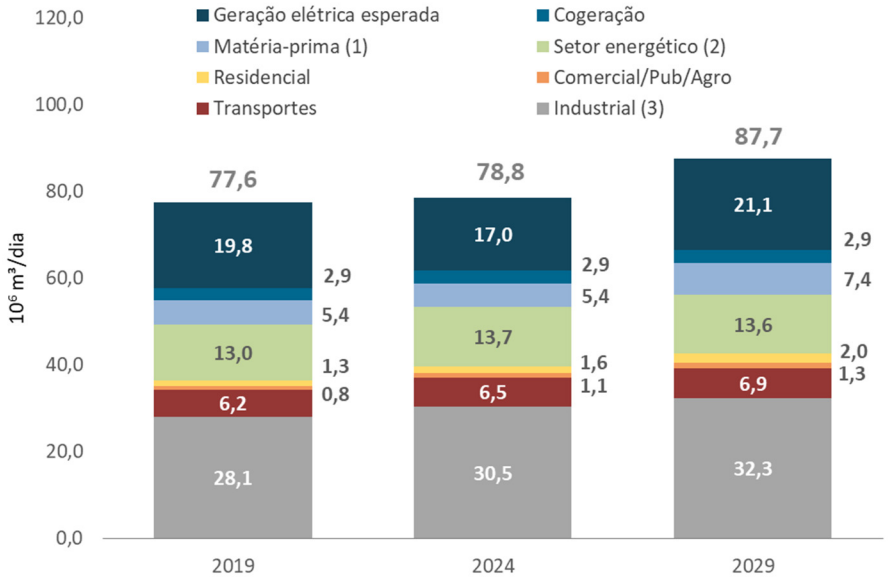
Quanto aos demais setores, em geral apresentam crescimento distribuído nos dois quinquênios, à exceção de cogeração, que se manteve estável em cerca de 2,9 milhões m^3/dia ao longo do horizonte, indicando baixa competitividade do gás natural neste setor, e os setores energético e matéria-prima, que apresentam crescimento apenas no primeiro e segundo quinquênio, respectivamente. O comportamento dos setores energético e matéria-prima é inerente a característica de relativa estabilidade produtiva que apresentam os grandes empreendimentos que os compõem. Assim, a manutenção dos patamares de consumo de gás natural por determinado período é esperada para estes segmentos, até nova expansão do parque produtivo ou a hibernação de unidades de produção.

No Gráfico 2-20, o setor industrial e a geração esperada destacam-se como os consumos mais significativos, tendo o setor industrial projetado o maior crescimento absoluto no período, 4,2 milhões m^3/dia, entretanto o destaque do setor dá-se por este ser o de maior representatividade no consumo de gás natural. Já os setores com maiores taxas médias de crescimento anual projetada foram o residencial, o comercial e de matéria-prima, com respectivamente 4,7% a.a., 4,5% a.a. e 3,2% a.a., enquanto o setor industrial projeta modestos 1,4% a.a., evidenciando um cenário com expectativa de economia do país ainda em recuperação ao longo do período, agravado por problemas estruturais do setor de gás natural, tais como a baixa competitividade do energético e a infraestrutura ainda restrita geograficamente.

Justifica-se a maior taxa de crescimento projetada para o setor residencial, 4,7% a.a., pela competitividade do gás natural neste segmento. Já o setor comercial, com 4,5% a.a., se beneficia por sinergia dos investimentos na ramificação da malha de distribuição para atendimento ao setor residencial. No setor de matéria-prima, o crescimento projetado de 3,2% a.a., que representa consideráveis 2 milhões de m^3/dia, deve-se a previsão de conclusão e entrada em operação da unidade de fertilizantes nitrogenados UFN III, no município de Três Lagoas – MS. Já o setor de transporte (GNV), projeta crescimento de 1,2% a.a., atingindo 6,9 milhões de m^3/dia no fim do horizonte.

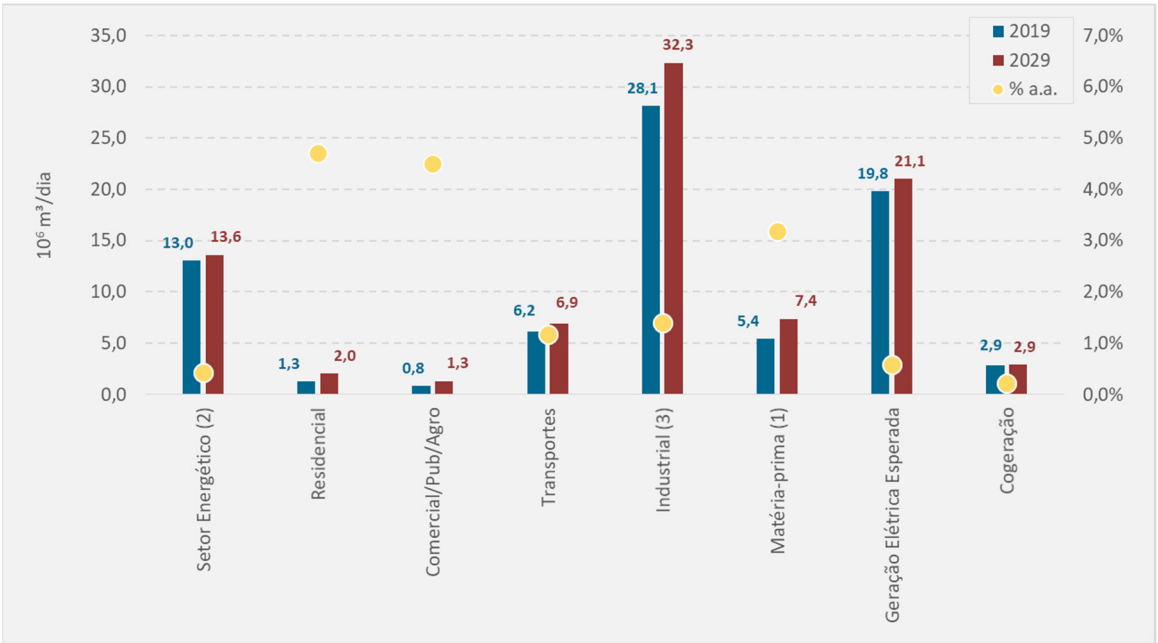
O Gráfico 2-21 apresenta a evolução do consumo de gás natural e taxa de crescimento do consumo por segmento da indústria. O segmento de química permanecerá como grande consumidor de gás natural do setor industrial, atingindo 7,2 milhões de m^3/dia de consumo em 2029, cerca de 22% do consumo da indústria. Apesar da relevância do segmento de química, este projeta uma taxa de crescimento do consumo no horizonte de apenas 0,8% a.a., sendo a maior parte deste crescimento puxado pela parcela energética do consumo previsto referente a entrada em operação da UFN III. O segmento mineração e pelotização projeta a maior taxa de crescimento do período, com 4,3% a.a., entretanto este segmento representa apenas 7% do consumo de gás natural na indústria.

Gráfico 2-19 - Gás Natural: Consumo total por setor



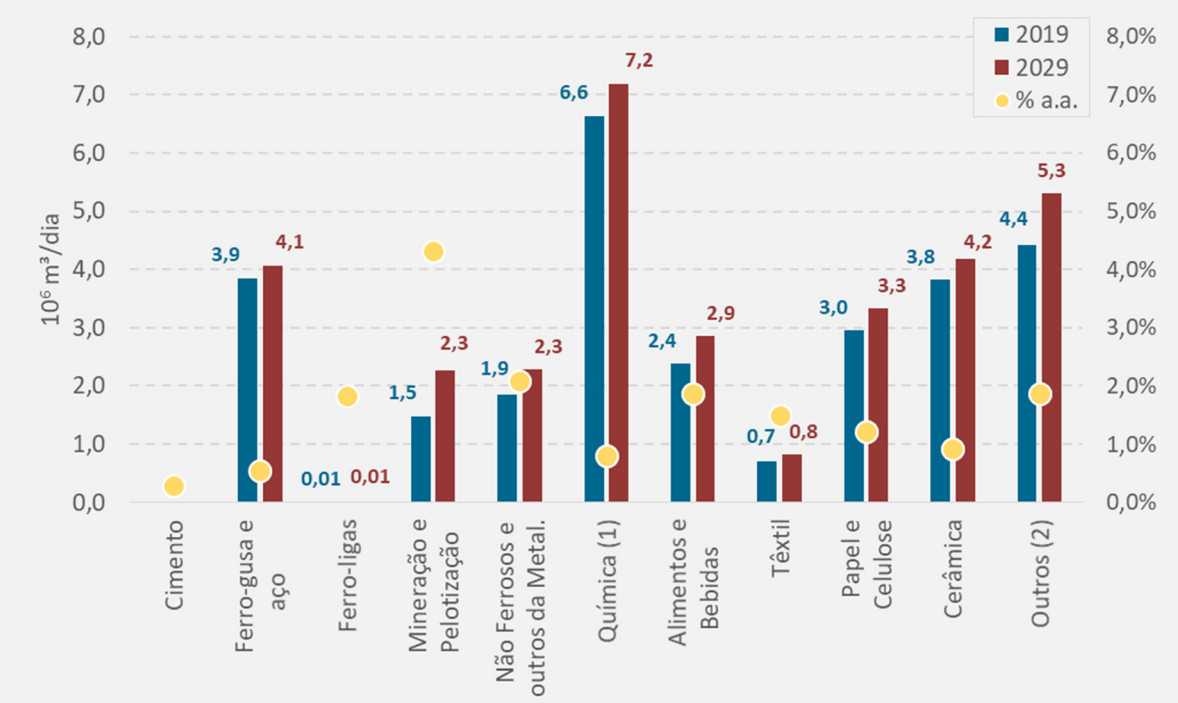
Notas: (1) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química.
(2) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural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

Gráfico 2-20 - Gás Natural: Projeção do consumo e taxa média de crescimento do consumo por setor



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

Gráfico 2-21 - Gás Natural: Projeção do consumo e crescimento do consumo por segmento da indústria



Notas: (1) Química: Inclui parcela energética de fertilizantes.
(2) Outros: Inclui demais subsetores não classificados além de incluir o subsetor de vidros.

BOX 2-3. O NOVO MERCADO DE GÁS: IMPACTOS SOBRE A DEMANDA

O programa "Novo Mercado de Gás", anunciado pelo governo federal em março de 2019, aliado às perspectivas de oferta adicional de gás natural do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas, contribuirá para o aumento da competição no mercado de gás natural. Neste contexto, a oferta de gás natural a preços competitivos aumenta a atratividade de investimentos em indústrias intensivas nessa fonte, contribuindo para a instalação de novas plantas, com geração de empregos e movimentação da cadeia produtiva.

A partir de uma premissa de oferta competitiva de gás natural (preço ao consumidor final de até 7 USD/MMBtu), foi conduzido um estudo de sensibilidade, visando a identificar os segmentos mais favoráveis à entrada de novas plantas, determinando a demanda potencial adicional de gás natural. Na determinação dos segmentos prioritários, foram considerados aqueles onde a disponibilidade de oferta e o preço do gás natural eram fatores críticos para a viabilidade do empreendimento e onde foram encontradas condições de mercado favoráveis à expansão da produção, seja por previsão de expansão do mercado consumidor, seja por substituição de importação.

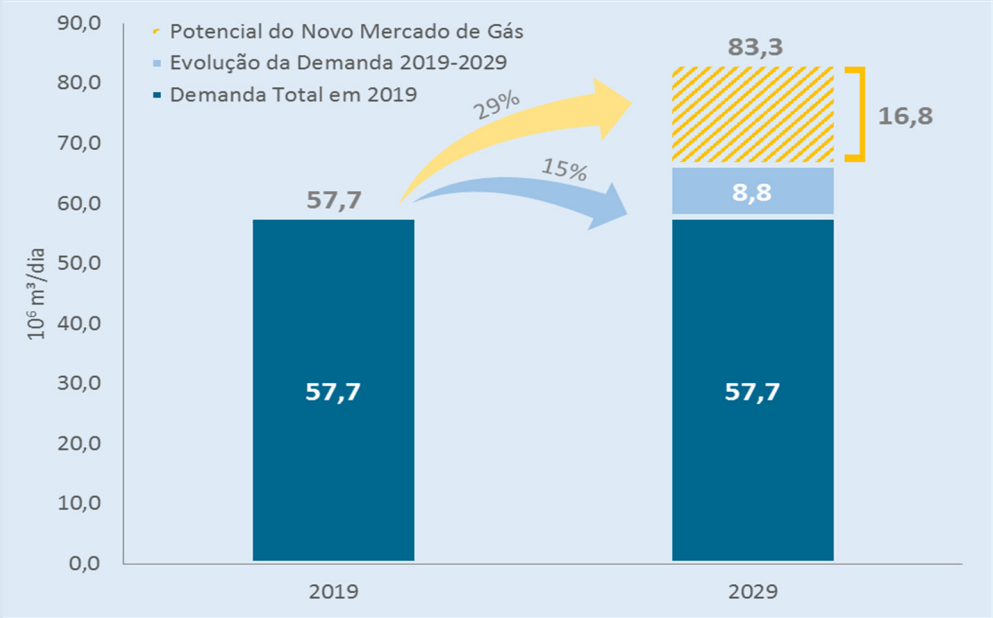
Para cada segmento foi estabelecida uma planta típica, determinando valores para capacidade de produção, volume consumido de gás natural e investimento requerido. Para cada segmento foram indicadas quantas novas plantas típicas o mercado poderia absorver e quanto isso representaria em termos de demanda adicional por gás natural.

(cont.)

BOX 2-3. CONT.

Os segmentos que apresentaram viabilidade para a entrada de novas plantas foram: segmento de Metanol, Eteno e Propeno, Fertilizantes Nitrogenados, Pelotização, Ferro-esponja, Vidro, Cerâmica Branca e Mineração, totalizando, aproximadamente, 17 milhões de m^3/dia de consumo potencial de gás natural até 2029. O Gráfico 2-22 apresenta a demanda potencial adicional de gás natural identificada que sensibiliza a demanda projetada no horizonte decenal. O crescimento da demanda em decorrência do NMG é aproximadamente duas vezes o crescimento da demanda da trajetória que não considera os efeitos do programa NMG entre 2019 e 2029. Dessa forma, a demanda não-termelétrica pode crescer aproximadamente 45% em dez anos%.

Gráfico 2-22 - Acréscimo na demanda não termelétrica de gás natural em decorrência dos efeitos do NMG



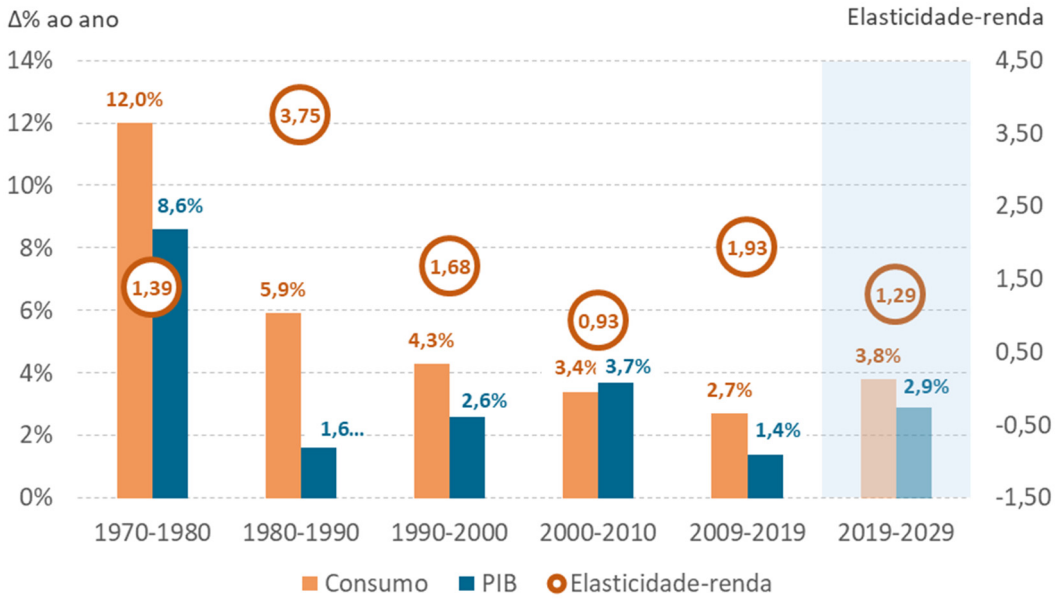
Nota: Inclui as demandas não-termelétricas fora da malha integrada (sistemas isolados).

ELETRICIDADE

No período decenal, existe tendência de eletrificação crescente da economia. Neste ínterim, o indicador de elasticidade-renda é de 1,29 e o consumo total de eletricidade cresce 0,8 p.p. a mais que a economia brasileira entre 2019 e 2029. Este indicador é afetado de forma semelhante tanto pelo consumo na rede quanto pela autoprodução clássica esperados para o período decenal, que crescem às respectivas taxas anuais de 3,8% e 3,5%, o que proporciona um aumento de 3,8% a.a. 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 2,6%. 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% a.a., 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 se situem em patamares mais brandos, que a indústria cresça com mais vigor, aproveitando a alta capacidade ociosa atual e que o setor energético tenha forte expansão de consumo via autoprodução.

Gráfico 2-23 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção



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

O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais (1,6% a.a.), que alcança o total de 86 milhões em 2029, e também pelo incremento do consumo médio residencial (2,2% anuais), atingindo 200 kWh/mês ao final do decênio. O crescimento anual do consumo por consumidor é ligeiramente superior no segundo quinquênio e, ao final de 2024, o valor deste indicador alcança nível próximo ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).

O PIB cresce à taxa anual média de 2,8% nos cinco primeiros anos e o consumo de eletricidade se expande a ritmo mais acelerado, dada a premissa de gradual retomada de utilização da capacidade instalada industrial. Nesse sentido, o consumo total de eletricidade cresce à taxa de 3,9% anuais no primeiro quinquênio, com a elasticidade-renda de 1,36. Já no segundo quinquênio, nota-se uma redução da elasticidade-renda para 1,22 como resultado de um maior peso demais classes de consumo, naturalmente menos eletrointensivas, na expansão do consumo nacional de eletricidade. Como resultado, o consumo total cresce à taxa de 3,8% no decênio.

Neste caso, há destaque para aceleração do consumo industrial na rede no primeiro quinquênio pautado, sobretudo, na retomada de utilização da capacidade instalada. De fato, a indústria sofreu grandes impactos no consumo de eletricidade na rede nos últimos anos por conta dos sucessivos efeitos negativos das crises econômicas. Apesar disto, a classe demonstrou sinais de recuperação nos dois últimos anos, ambos com crescimento de 1,3% anuais e espera-se que que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido ainda no primeiro quinquênio. Além disso, a recuperação da confiança e a retomada do mercado de trabalho no curto prazo podem levar a gradual aumento do consumo das famílias e maior aquecimento da demanda interna. Nos próximos anos, em virtude de um ambiente de maior estabilidade e previsibilidade econômica, espera-se que os investimentos cresçam, sobretudo no setor de infraestrutura, com impactos importantes sobre a produtividade da economia. Entretanto, como a expansão do consumo industrial é pautada majoritariamente pela indústria de transformação, naturalmente menos eletrointensiva, a classe continua a perder participação no consumo na rede saindo de 35,5% para 33,5% entre 2019 e 2029.

Tabela 2-2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
				Crescimento médio (% a.a.)		
População (milhões de habitantes)	211	218	224	0,7%	0,5%	0,6%
Consumo Total (TWh)	549	663	793	3,9%	3,7%	3,8%
Autoprodução Clássica (TWh)	60	71	85	3,3%	3,6%	3,5%
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.601	3.036	3.536	3,1%	3,1%	3,1%
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	161	178	200	2,1%	2,3%	2,2%
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/12)	73,5	80,4	86,4	1,8%	1,4%	1,6%
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,5%	19,1%	18,2%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10³R$ [2017])	0,132	0,139	0,144	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,36	1,22	1,29

Espera-se para a classe comercial um crescimento de 3,9% a.a. no horizonte, sendo puxado majoritariamente pela dinâmica do setor de serviços, embora o comércio varejista e hiper/super mercados sejam segmentos em destaque na expansão de consumo desta classe. Com isso, o setor comercial ganha espaço no consumo na rede partindo de 18,9% em 2019 e alcançando 19,2% no final do horizonte. A classe residencial mantém a participação no consumo na rede em torno de 29%.

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.

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

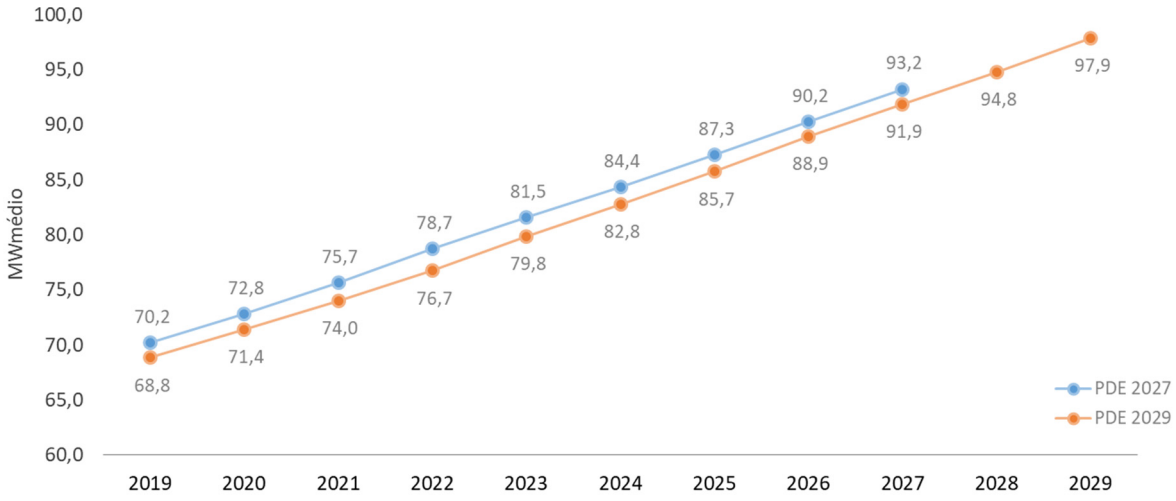
No período decenal, o subsistema Sudeste/CO perde participação na carga do SIN, em detrimento, sobretudo, de taxas de crescimento do consumo mais expressivas nos subsistemas Norte e Nordeste. A estimativa de carga para 2019 é 1,4 GWmédio inferior à previsão do PDE 2027, em grande medida fruto da expectativa de expansão econômica frustrada para o biênio 2018-2019. Em 2027, a projeção do PDE 2029 situa-se 1,3 GWmédio abaixo da previsão do PDE 2027.

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

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
			MWmédio		
2019	5.590	11.257	40.151	11.829	68.827
2024	7.473	13.980	47.183	14.142	82.779
2029	9.524	17.039	54.479	16.819	97.861
Período			**Variação (% a.a.)**		
2019-2024	3,0%	4,4%	3,5%	4,1%	3,7%
2024-2029	6,2%	3,1%	0,6%	1,9%	1,6%
2019-2029	5,5%	4,0%	3,5%	3,4%	3,7%

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

Gráfico 2-24 - PDE 2029 x PDE 2027: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



BOX 2-4. METOLOGIA DE PROJEÇÃO DE CURVAS DE CARGA HORÁRIAS

O Brasil construiu sua matriz de geração baseada em grandes reservatórios capazes de armazenar energia, promovendo a flexibilidade necessária para atendimento a demanda. Entretanto, as novas hidrelétricas disponíveis para expansão têm dificuldades em permitir a regularização das vazões em escalas mensais. Outro aspecto relevante está no aumento de participação de fontes não controláveis na matriz, como eólica e solar fotovoltaica, cuja atuação contribui mais para energia média do que para um atendimento instantâneo. A conjunção destes e outros fatores trazem desafios para o planejamento de suprimento do setor em escalas cada vez mais granulares.

Por outro lado, existem formas alternativas de atendimento da necessidade por flexibilidade do sistema, como modular a demanda tanto para prover uma melhor operacionalidade sistêmica quanto para uma maior racionalidade de uso da infraestrutura. Desta forma, há postergação de investimentos, refletindo menor impacto ambiental e menores custos para o consumidor final. Este caminho tem como requisito a depuração da carga de energia presente e futura através de suas parcelas. Em outras palavras, é necessário analisar os perfis horários de consumo de energia elétrica de cada classe por faixa de tensão à luz de suas idiossincrasias regionais, além das mudanças comportamentais e eventuais inovações disruptivas no decorrer do horizonte em estudo.

Ao longo de um ano, a carga alcança níveis diferenciados dada a sazonalidade do clima, bem como os diferentes ciclos de atividade dos setores produtivos, podendo alcançar patamares cerca de 15% acima ou abaixo da energia média anual requerida do sistema interligado nacional. Em um intervalo diário, a variabilidade é ainda maior, chegando, por vezes, em amplitudes de 50 a 150% da energia média diária. De fato, a dinâmica de cada classe de consumo, associada a questões como jornada de trabalho, iluminação natural, hábitos de uso dos equipamentos, entre outros, faz com que a necessidade de consumo diferencie-se ao longo do dia.

Desta maneira, ainda que fossem considerados os mesmos perfis de consumo por classe e subsistema, a perspectiva de crescimento diferenciado entre esses fatores propiciaria um perfil de carga resultante diferente do atual observado, podendo encadear alteração da necessidade por capacidade e/ou flexibilidade sistêmica e consequente diferenças na expansão da geração. Entretanto, considerar a dinâmica das classes de consumo inalterada no longo prazo pode ser uma premissa frágil, sobretudo em cenários contendo inovações disruptivas.

Na metodologia adotada, para decompor a carga de energia em parcelas horárias levam-se em consideração os perfis típicos de cada classe de consumo e faixa de tensão do último ciclo de revisão tarifária de cada agente de distribuição, além de premissas de curvas de carga associadas aos grandes consumidores de energia conectados à rede básica. Tais perfis de carga, ponderados pelos respectivos consumos de cada agente, classe e faixa de tensão, são agregados por subsistema em determinado mês de modo a minimizar os desvios médios percentuais absolutos em relação ao perfil de carga horária do sistema de supervisão do ONS. Em seguida, cada perfil é sazonalizado à mesma relação entre meses dos PUs observada na própria carga do sistema de supervisão. Desta forma, no ano base, a decomposição da carga plena completa-se a partir da apuração dos montantes de "perdas e diferenças" ao confrontar o consumo horário e a carga plena mensal.

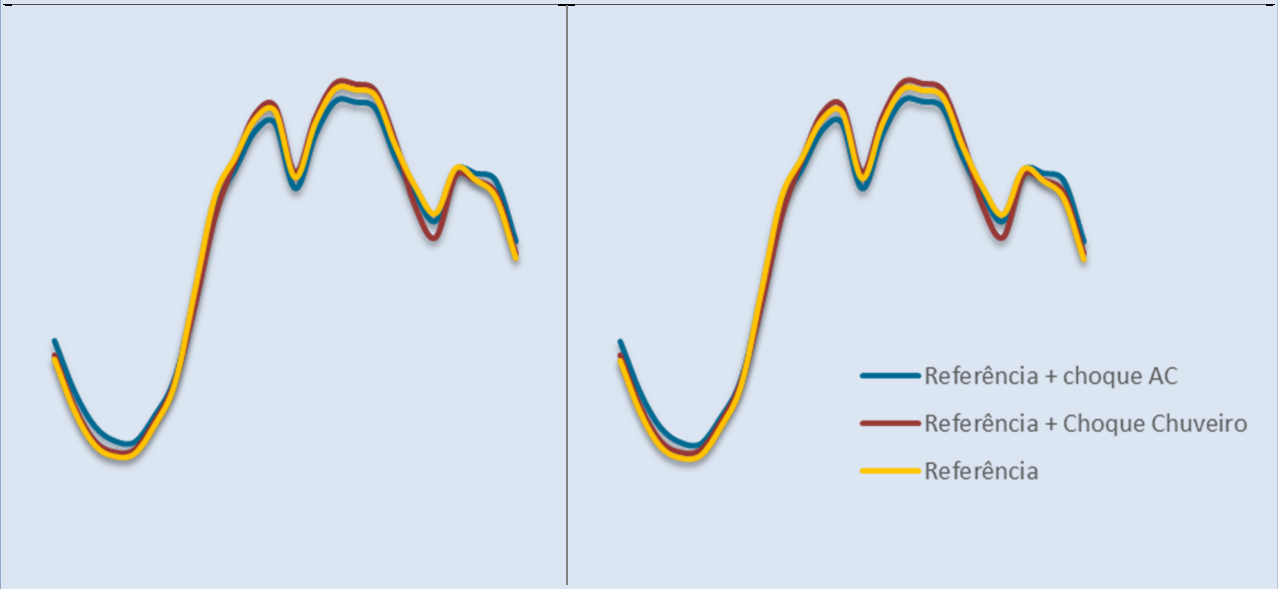
(cont.)

BOX 2-4. CONT.

A projeção das componentes da carga de energia e consequente carga plena projetada em granularidade horária segue, essencialmente, duas etapas. Em um primeiro momento, os montantes de energia de cada classe de consumo possuem perspectivas de evolução associadas a variáveis econômicas e demográficas de acordo com NT DEA 003/2019 de modo representar uma curva de referência sem mudança nos perfis de consumo das classes. Em sequência, com a finalidade de abordar as incertezas, são incorporadas alterações em nível ou em perfil das classes em reflexo a choques de consumo, mudanças tarifárias e/ou resposta da demanda etc.

Neste PDE, a fim de ilustrar a sensibilidade do perfil de carga às alterações incorporadas nesta última etapa, foram calculados dois choques de consumo no setor residencial. Um deles trata de um aumento do consumo de eletricidade para climatização de ambientes adicional ao previsto no cenário de referência, factível na hipótese de aumento da frequência de ondas de calor frente às mudanças climáticas, com consequente aumento da posse de equipamentos de condicionamento de ar e/ou intensificação de uso destes. Outro exercício de choque de consumo, desta vez negativo, trata da substituição do uso do chuveiro elétrico por tecnologias concorrentes tais como aquecimento solar térmico ou ainda pelo aumento da difusão do uso de gás natural para aquecimento de água nas residências em um cenário de expansão da malha de distribuição de gás e preços mais competitivos.

Gráfico 2-25 - Exemplo: impactos de choques de consumo na curva de carga do setor residencial (PU*)



Jan/2029 choque do AC subsistema SUL

Jun/2029 choque chuveiro subsistema SUL

*PU: por unidade. Valores horários em relação às respectivas cargas de energia diárias.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> O consumo final de energia cresce à taxa média de 2,5% anuais entre 2019 e 2029. A intensidade energética se reduz no período, graças à eficiência energética e a mudanças na participação dos setores no consumo de energia.

> Na análise por setor, a indústria e o setor de transportes, conjuntamente, continuam a representar mais de 60% do consumo final de energia. O setor energético 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 das participações do biodiesel e do etanol hidratado, que saltam de respectivos 5,2% e 21,3% para 8,6% e 22,3% do consumo final do setor, tomando espaço das demandas de gasolina C e do óleo diesel B.

> A frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos flex fuel, sendo pequena a participação da eletricidade na matriz energética do setor de transportes (cerca de 3% em 2029).

> No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose e alimentos e bebidas, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de química e ferro-gusa e aço. Ganham participação fontes com menor impacto em relação às emissões de gases de efeito estufa, entre elas a eletricidade, os derivados da cana e a lixívia, obtida no processo produtivo da celulose. Por outro lado, o gás natural, além dos derivados de petróleo, tem redução de importância no período em análise.

> Nas residências, espera- se que o condicionador de ar seja o principal responsável pelo incremento do consumo de energia elétrica. Por outro lado, a lâmpada pode ser um dispositivo que apresentará a maior contribuição para redução da demanda por eletricidade no setor, devido à maior penetração de LED. Destaca-se também o crescimento da demanda por GLP em função da substituição do uso de biomassas tradicionais na área rural e, por sua vez, a elevação da demanda por gás natural como consequência da expansão a sua rede de distribuição na área urbana.

> Na análise por fonte, mantém-se a tendência de crescente eletrificação do País. Outras fontes (incluindo biodiesel e lixívia, sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade) 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 seja abatida pelo etanol (que cresce sua importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva) e pelo biodiesel (com o aumento de sua participação no óleo diesel B comercializado), especialmente no setor de transportes.

> O mercado consumidor de gás natural apresenta expectativa de manutenção de expansão moderada, com taxa média de crescimento anual projetada de apenas 1,4% a.a. para a demanda não-termelétrica entre 2019 e 2029. A crise econômica retarda a recuperação da produção industrial e a expansão da demanda por gás natural, agravada pela baixa competitividade deste energético no Brasil.

> A maioria dos segmentos industriais não faz uso cativo do gás natural, conferindo à competitividade papel-chave para a penetração do combustível. Já nos segmentos mais dependentes do uso do gás natural, como o setor de matéria-prima, a baixa competitividade do gás inviabiliza em algumas circunstâncias a produção local, recorrendo-se às importações para abastecimento do mercado.

> Um cenário econômico mais otimista impactaria positivamente o consumo de gás natural, entretanto o aumento da competitividade do gás natural frente aos seus energéticos concorrentes e a confiança do consumidor no seu fornecimento são fundamentais para que este mercado mude de patamar. Novas demandas que poderiam ser destravadas em um cenário de maior oferta e competitividade do gás natural, como as associadas ao

deslocamento de produtos importados intensivos no uso do gás natural, caso dos fertilizantes nitrogenados, onde a segurança do fornecimento e o preço do gás natural são fatores determinantes para viabilidade do investimento, conforme destacado no informe técnico "Competitividade do Gás Natural: Impactos na Indústria de Fertilizantes" (EPE, 2019).

> O programa "Novo Mercado de Gás" e as perspectivas de oferta adicional de gás natural do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas, contribuirão para a oferta competitiva de gás natural, aumentando a atratividade de investimentos em indústrias intensivas nessa fonte. A partir de uma premissa de oferta de gás natural até 7 USD/MMBTU, foi conduzido um estudo de sensibilidade visando identificar os segmentos mais favoráveis à entrada de novas plantas. Foi identificada uma demanda potencial adicional de aproximadamente, 17 milhões de m^3/dia até 2029, distribuído entre os segmentos de Metanol, Eteno e Propeno, Fertilizantes Nitrogenados, Pelotização, Ferro-esponja, Vidro, Cerâmica Branca e Mineração.

> A eletrificação crescente é uma tendência verificável no período decenal. Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 11% a mais que a economia brasileira, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.

> O consumo residencial de eletricidade na rede cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 86 milhões em 2029, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 200 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico, verificado em 1998, de 179 kWh/mês.

> No caso das perdas elétricas, espera-se maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha próximo da estabilidade no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas.

> O consumo industrial de eletricidade na rede cresce abaixo da média, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido ainda no primeiro quinquênio, basicamente através da retomada da utilização da capacidade instalada existente. No segundo quinquênio, espera-se que haja a instalação de novas unidades industriais em alguns segmentos energointensivos a partir da melhora do ambiente econômico.

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica

Os sistemas de energia elétrica em todo o mundo vêm passando por um momento de transição com foco principalmente, na descarbonização das matrizes energéticas. Apesar de o Brasil contar com um parque gerador de energia elétrica predominantemente renovável, de baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, a transição energética também se faz presente no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). O principal motivador e que aproxima os desafios vividos no Brasil daqueles enfrentados por outros países é a maior participação das fontes não controláveis. No caso específico do SIN acrescenta-se a menor participação relativa das usinas hidrelétricas, tecnologia que embasou o desenho de mercado vigente por, historicamente, prestar diversos serviços adicionais (além da produção de energia) a baixo custo incremental.

Além do aspecto técnico-operativo, esse processo de transição exige uma modernização do marco regulatório do SEB, que vem sendo amplamente discutida, ao longo do ano de 2019, através do GT Modernização, instituído pela Portaria MME n°187, de abril de 2019.

De forma a seguir com o processo contínuo de inovação que caracteriza o planejamento energético, o PDE 2029 traz novas discussões com a sociedade inseridas nesse contexto de modernização. Seguindo a abordagem apresentada nos últimos ciclos, através da avaliação da expansão da oferta de energia elétrica por distintas visões de futuro, o PDE 2029 aborda em suas análises do cenário de referência e de suas sensibilidades (*what ifs*) temas que ajudem na preparação do SIN para o futuro. Pela primeira vez, será apresentada uma avaliação dos requisitos de flexibilidade operativa, considerando as rampas horárias provenientes de variações da demanda e da produção de recursos não controláveis, como geração eólica e solar fotovoltaica, para a expansão de referência. Outra importante avaliação será feita em relação a alocação espacial da oferta indicativa, avaliando a relação entre oferta e demanda de cada região e as suas respectivas capacidades de fornecimento e recebimento de energia por meio das interligações regionais.

Diante das incertezas relativas ao crescimento do consumo de energia elétrica nos próximos anos, a expansão da oferta será realizada para duas alternativas distintas, uma de maior e outra de menor crescimento em relação ao caso de referência. Essa avaliação fornecerá melhor entendimento sobre as ações que devem ser priorizadas pelos tomadores de decisão.

Outro aspecto a ser explorado por diferentes cenários é a integração do setor elétrico com as ações estratégicas do País relacionadas a exploração do Gás Natural Nacional, em especial do montante proveniente das bacias do pré-sal. Através da utilização de *what-ifs* foram analisados, em conjunção com a expansão das demais tecnologias de oferta de eletricidade, a atratividade e os impactos para o sistema elétrico de um montante maior de oferta de gás a baixo custo variável e maior nível de inflexibilidade operativa. Nesse contexto é importante avaliar os benefícios fornecidos por tecnologias flexíveis e inflexíveis, relacionando os custos e benefícios de cada um. Esse tema será abordado em diversos momentos ao longo do capítulo e consiste em uma das mais importantes discussões para o horizonte decenal, não estando restrita apenas para este PDE, mas também para os ciclos posteriores.

Por fim, aprofundando-se mais nos temas relativos a modernização do SEB serão apresentados mais dois *what ifs*. O primeiro deles avaliará os impactos que os novos critérios de suprimento para os requisitos de capacidade de potência podem trazer na expansão indicativa. O outro, trará para discussão uma primeira avaliação sobre a resposta da demanda e da modernização das usinas hidrelétricas como alternativas para o suprimento de capacidade de potência. O tema de modernização do parque será explorado também para as usinas termelétricas, tendo em vista o término de contratos e fim de alguns subsídios que permitem a operação com um baixo

custo variável. Com isso, o PDE 2029 traz diversos temas importantes e inovadores, e busca se manter como um indutor de discussões que ajudem a promover a necessária modernização do setor elétrico brasileiro.

BOX 3.1 – O PAPEL DO PLANO DE EXPANSÃO EM UM CONTEXTO DE INOVAÇÕES

Momentos de grandes e aceleradas mudanças, como as promovidas por diferentes inovações tecnológicas, reforçam uma (única?!) certeza: a impossibilidade que existe ao se tentar prever o futuro. Nesse contexto, o papel que se espera dos instrumentos de planejamento de médio e longo prazo, como o PDE, devem ser constantemente revisitados.

A atual situação do sistema elétrico é de inovações de diversas naturezas, com importantes mudanças de paradigma. Novas tecnologias vêm apresentando custos decrescentes, o que aumenta sua competitividade econômica e maior participação no parque gerador. A menor participação das fontes convencionais, com as quais o sistema convive há décadas, altera a percepção de risco e a forma de garantir a segurança da operação. Aliado a estes fatores, uma maior e mais ativa participação do consumidor, e dos recursos distribuídos faz com que o fluxo de energia deixe de ter um sentido único (das grandes usinas centralizadas para os centros de consumo) e passe a ter múltiplos sentidos, partindo de qualquer ponto da rede para qualquer outro. Discussões sobre o marco regulatório e as formas de comercializar energia trazem desafios para viabilizar, de modo eficiente, as tecnologias que possuam os atributos necessários para atender a diferentes requisitos. Nesse ambiente, qualquer tentativa de previsão será fracassada!

Desta maneira, o Plano Decenal coloca-se como um instrumento fundamental de preparação do sistema e da sociedade para receber e adaptar-se a todas essas mudanças de modo a assegurar o suprimento futuro com sustentabilidade, economicidade e robustez. A abordagem por diferentes alternativas de futuro permite a identificação das dimensões mais sensíveis do problema, sinalizando assim onde devemos ter maior atenção e qual tipo de impacto devemos evitar. Permite também apontar as complexidades que teremos no futuro e como cada tecnologia ajuda na mitigação ou aumento de cada um desses efeitos. Por fim, ajuda o setor a antever os problemas sinalizando onde devemos nos capacitar enquanto formuladores de políticas, participantes dos mercados inclusive consumidores (e prossumidores) de energia elétrica.

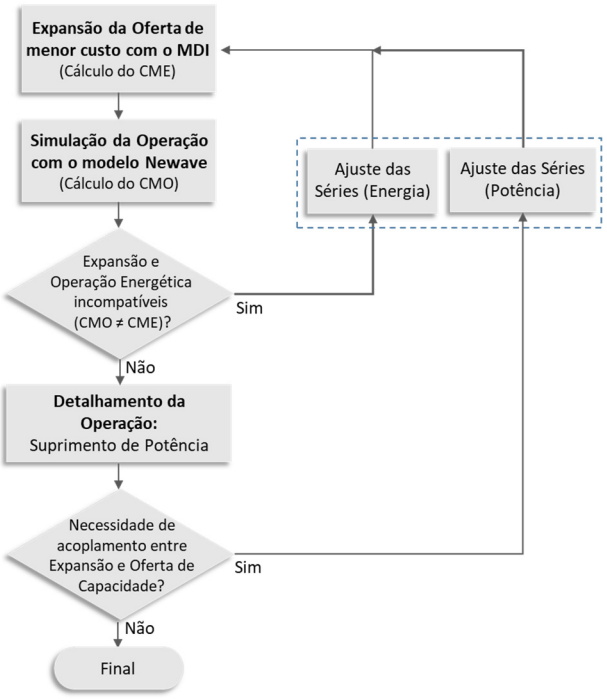
Os cronogramas de expansão de oferta de energia elétrica apresentados neste PDE, no caso de referência e nas análises *what ifs*, são indicativos e, no contexto acima descrito, servem como sinalizadores de futuros possíveis, e não como projeções. Isto significa que a expansão de capacidade de geração resultante não visa determinar diretamente os investimentos, mas ressaltar as sinergias e diferenças existentes nas diferentes possibilidades. Nesse contexto, o Plano deve ser lido como um facilitador de acesso à informações e estudos relevantes para que os diversos agentes possam balizar suas decisões. Permite também que esses agentes contestem as visões apresentadas no Plano, através de suas manifestações e decisões de investimento, contribuindo assim com o processo contínuo de planejamento. Além disso, o Plano também subsidia as decisões executivas sobre execução de leilões, planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, políticas públicas do setor e revisão do marco regulatório.

3.1 Metodologia

O processo de indicação da expansão ótima da oferta de energia elétrica incorporou nos últimos ciclos um importante aperfeiçoamento ao utilizar o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE com base em Gandelman (2015). Devido ao porte e complexidade do sistema elétrico brasileiro, e a dificuldade metodológica de agregar todas as restrições em um único modelo computacional de modo eficiente, o processo de indicação da expansão ótima é feito em etapas, como apresentado na Figura 3-1. O acoplamento dessas diversas etapas é uma tarefa de suma importância para garantir a qualidade dos resultados e assegurar que o plano indicativo atenda as mais diversas restrições operativas, sem que, para isso, ocorram mudanças significativas nos custos e riscos estimados pelos módulos anteriores.

O MDI tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta,[6] pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o requisito de reserva operativa.[7] A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018. O modelo representa detalhadamente o problema de investimentos e estima o custo de operação baseado em cenários de energia, decidindo assim pela melhor alocação dos recursos.

Figura 3-1. Fluxograma do processo de expansão da oferta de energia elétrica



[6] A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10 horas por mês.

[7] Para melhor representar a necessidade de expansão para suprir os requisitos de capacidade do sistema, foi utilizada uma penalidade específica para o não atendimento à essa restrição. Esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que reduza os riscos de déficit de capacidade. Cabe destacar que não existe uma metodologia oficial para a obtenção de um custo de interrupção. Estabelecer essa metodologia é etapa importante para as análises de adequação da oferta.

A partir da configuração existente e dos projetos já contratados, são oferecidos como entrada para o MDI projetos candidatos à expansão para suprir o crescimento da carga de energia e potência do SIN. São considerados os custos de investimento em novas plantas de geração por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser incorporadas representadas e seus custos adicionais avaliados.

Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado até o ano de 2033, visando mitigar os efeitos de fim de período. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-057/2019 apresenta os parâmetros econômicos e financeiros utilizados neste PDE. Uma importante variável de saída do MDI é o Custo Marginal de Expansão – CME, que vem sendo calculado endogenamente no processo de decisão da expansão ótima.

Após a indicação da expansão, obtida com o MDI, é realizada a simulação da operação com o modelo Newave, incorporando-se mais detalhes operativos do que aqueles representados no MDI (mas que não comprometem a otimização da solução, desde que o processo esteja bem acoplado).

O melhor detalhamento da operação do sistema[8] é necessário para avaliar as condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, uma melhor avaliação das trocas de energia entre as regiões, a utilização do sistema de transmissão, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e a expectativa de vertimento. Outro importante resultado obtido da simulação com o modelo Newave é o Custo Marginal de Operação (CMO). De acordo com a Resolução CNPE n° 9/2008 o critério de suprimento atualmente utilizado no SIN é a igualdade entre CMO e CME. Essa verificação é realizada no processo de elaboração do PDE até que seja obtida a igualdade desses valores. Caso seja identificada alguma incompatibilidade entre a operação vista pelo MDI e o Newave, que leve a violação desse critério, são fornecidas novas informações para o modelo de investimentos de modo a adequá-las, aproximando assim a operação simplificada do MDI dos detalhes apresentados pelo Newave.

Tanto no MDI quanto no Newave, o SIN é dividido em subsistemas nas simulações energéticas para a expansão. As interligações elétricas entre cada região 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 referente ao limite de cada interligação, são representados 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.

Apesar da representação em quatro patamares de carga também no modelo Newave, a representação a subsistemas equivalentes utilizada nesse modelo ainda se mostra simplificada para algumas análises específicas. Por esse motivo se faz necessária uma etapa de detalhamento da operação.

O objetivo da avaliação já incorporada ao processo é verificar as condições de atendimento a demanda máxima instantânea, de forma a identificar ações de planejamento que sejam necessárias. Atualmente o estudo é realizado com todas as séries históricas de vazões[9] e considera também o requisito de reserva operativa. A descrição detalhada da metodologia pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r2/2017. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI, ajudando na integração do processo. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos, além dos efeitos que a decisão de

[8] 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).

[9] Atualmente estão disponíveis as séries históricas de vazões naturais afluentes entre os anos de 1931 e 2017.

expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.

As etapas acima descritas, e ilustradas no fluxograma da Figura 3-1, permitem que o PDE indique e avalie o atendimento aos requisitos de energia média mensal e capacidade de potência, sinalizando a composição ótima da oferta e demonstrando o papel que se espera de cada tecnologia no futuro. Entretanto, o Plano ainda não incorpora no processo de decisão da oferta avaliações relacionadas aos requisitos de flexibilidade operativa. À medida que a oferta hidrelétrica reduz sua participação e fontes não controláveis passam a assumir o protagonismo da expansão, o monitoramento dos requisitos de flexibilidade torna-se cada vez mais importante.

Nesse sentido, o PDE 2029 apresenta, pela primeira vez, uma análise sobre os requisitos de flexibilidade operativa considerando a expansão de referência. Esse é um importante avanço metodológico e que permite a consolidação dos novos conceitos necessários para o planejamento, apresentados na Nota Técnica N° EPE-DEE-NT-067/2018-r0, e traz resultados iniciais que contribuem para as discussões em andamento no setor.

A metodologia proposta e utilizada neste PDE para a estimativa dos requisitos de flexibilidade inicia com a estimativa da carga líquida probabilística, em escala horária, considerando diferentes amostras de curvas de demanda e de geração das fontes não controláveis, como eólica e solar fotovoltaica. Para isso, as projeções de carga e de geração das fontes não controláveis, em valores médios mensais, fornecidas para o modelo Newave, são aplicadas em N amostras de perfis horários de demanda bruta (DB) e M amostras de perfis horários de geração das fontes não controláveis (GNC), respectivamente. Na sequência, podemos calcular a demanda líquida horária (DL), de forma cronológica, através da subtração entre a DB e a GNC, combinando todos os cenários possíveis (M x N), desde que preservadas a sazonalidade (mensal) e as características horárias da demanda de energia e da geração das fontes não controláveis. Neste caso, por exemplo, um cenário de GNC de um determinado dia de janeiro poderá ser associado à uma amostra de DB de qualquer dia desse mesmo mês, mas não será relacionada a uma amostra de curva de carga do mês de julho, que apresenta outro padrão. Assim, é possível manter o acoplamento temporal entre os dados, na escala horária.

Nessa abordagem, o foco da análise reside no cálculo e na avaliação da variação destas cargas líquidas entre os intervalos de tempo desejados (rampas de carga). No exemplo a ser apresentado neste PDE foi utilizado o intervalo entre horas subsequentes de um mesmo dia onde, calculadas as variações, pode-se definir a distribuição de probabilidade das rampas, utilizando todos os cenários produzidos de demanda líquida. De posse da distribuição das rampas, é possível estimar o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual ao intervalo definido (uma hora, neste caso) que o sistema deve ter para atender aos requisitos de variação, sob um determinado critério de risco. Ao se analisar as rampas em diferentes agrupamentos temporais, por exemplo, dentro de um único mês ou ao longo de todo o ano, podemos identificar padrões de comportamento que ajudem a indicar as soluções tecnológicas para suprir eventual escassez de recursos.

A avaliação do perfil da distribuição de rampa permite ainda que se verifique o quanto a introdução das fontes renováveis altera os requisitos de flexibilidade do sistema, na escala utilizada, à medida que façam parte da expansão. É importante lembrar que as análises de rampa podem ser separadas em dois grandes grupos. O primeiro deles, de que trata o avanço proposto nessa abordagem, se refere a escalas de tempo maiores que o intervalo entre os comandos de despachos praticados pelo Operador. Nesse caso, é possível que ações do operador sejam tomadas para o atendimento do requisito. O segundo grupo diz respeito às rampas em escalas de tempo menores que o intervalo entre comandos de despacho. Nesse caso, mecanismos automáticos devem existir para que o atendimento dos requisitos seja viável. A flexibilidade necessária para esse segundo grupo deve compor os requisitos de reserva operativa do sistema.

BOX 3.2 – MODERNIZAÇÃO DO PARQUE HIDRELÉTRICO BRASILEIRO: UMA OPORTUNIDADE E UM CAMINHO NECESSÁRIO

Estimativas do setor hidrelétrico global indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial poderá passar por modernização (ou repotenciação) de suas instalações e que, em 2050, todas as usinas atualmente instaladas deverão ter realizado alguma ação desse tipo. Em maio de 2019 o Brasil tinha mais de 100 GW de usinas hidráulicas em operação. Desse montante, a EPE considera como conjunto de usinas elegíveis à repotenciação aquelas com pelo menos 25 anos de operação e potência instalada superior a 100 MW, desconsiderando aquelas que já sofreram eficientização e tiveram por resultado o recálculo das suas garantias físicas. Estima-se que o potencial brasileiro de repotenciação é de cerca de 50 GW, distribuído em 51 usinas em todos os subsistemas.

O estado da arte permitiria elevar os níveis de eficiência do parque brasileiro e simulações operativas do SIN, incorporando essa configuração, podem ser realizadas para estimar os ganhos de energia que essas ações podem trazer ao SIN. Em estudo a ser publicado, será examinada a viabilidade técnico-econômica das repotenciações de algumas usinas pelos critérios do Índice Custo-Benefício (ICB) e Valor Presente Líquido (VPL) e, a depender do grau de intervenção de recapacitação, os ganhos individuais estimados seriam capazes de remunerar tais investimentos. Outros casos merecem uma análise mais criteriosa, cabendo aos concessionários avaliar a conveniência de investimentos em seu período de concessão e ao poder concedente questões relativas a formas de capturar esses ganhos e o upgrade técnico-operativo do parque hidrelétrico brasileiro. Também é possível estimar os benefícios sistêmicos provenientes dessas medidas, como redução do custo de operação e menor participação de tecnologias emissoras de gases causadores do efeito estufa na matriz.

Em ações de recapacitação é admissível que se encontrem possibilidades de incrementos técnicos que resultem também em aumento da capacidade nominal instalada. Goldberg (2011) em estudo do Banco Mundial coloca ganho típico de capacidade de 12%. Já EPRI (2000) admite ganhos típicos de 5 a 20% na potência instalada. Considerando esta informação em conjunto com o potencial brasileiro de repotenciação, teríamos cerca de 2,5 GW a 10 GW de estimativa de incremento de potência no País. Caso a intervenção seja somente nos geradores, e também se admitindo como premissa a existência de capacidade ociosa de geração na turbina, o estudo do EPRI (2001) admite que o rebobinamento do estator, com uso de novos materiais e aumento da área condutiva pode proporcionar ganhos de 15 a 25%. O guia de procedimentos de reabilitação do IEEE (2005) admite como razoável o incremento de capacidade de 15%. Em pesquisa aos resultados da engenharia nacional, confirmam-se ganhos percentuais na faixa disposta pelo EPRI (2001). Logicamente, a geração elétrica está limitada à potência mecânica máxima transmitida para os geradores, portanto o exercício de incremento de capacidade deve ser analisado usina a usina.

Considerando o exposto, reforça-se que o aprimoramento de regras e ações que incentivem a modernização do parque hidrelétrico brasileiro pode resultar em ganhos técnicos e econômicos. Conforme o tema se desenvolva a expansão de energia hidrelétrica pode ter nesse caminho mais uma opção de mercado, recapacitando o parque existente e aprimorando seus níveis de confiabilidade e eficiência.

3.2 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para fazer frente ao crescimento da carga, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (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 elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN. A maior parte do potencial ainda a aproveitar encontra-se na região Norte e traz consigo uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O planejamento se propõe a identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar, de fato, em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as questões socioambientais relevantes — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste.

Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas – CGH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados 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 2023. A representação dessa oferta no PDE 2029 mantem os importantes aperfeiçoamentos implementados na última edição deste plano, utilizando três patamares de custos de implantação para PCH.

Em relação às UHE, foram consideradas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) 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.[10] Para a estimativa da data de entrada em operação das UHE é considerado o estágio e o andamento de cada estudo. A Tabela 3-1 apresenta a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE. Os projetos indicados pelo modelo, com base na sua competitividade econômica, serão apresentados na seção 3.5.

[10] Maiores detalhes são apresentados no Capítulo 10 – Análise Socioambiental.

Tabela 3-1 - Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Situação dos Estudos de Viabilidade e Ambientais (EVTE e EIA/Rima)
2025	Apertados	139	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Davinópolis	74	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Ercilândia	87	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2025	Telêmaco Borba	118	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2026	Castanheira (ARN-120)	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue.
2026	Comissário	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue.
2027	Tabajara	400	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Necessários ajustes no EIA.
2028	Bem Querer J1A	650	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução EIA/Rima em elaboração.
2028	Formoso	342	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução EIA/Rima em elaboração.
	TOTAL	**2.090**	

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 ou unidades de conservação de proteção integral, estima-se um prazo superior ao horizonte decenal para a viabilização de tais projetos. Com isso, a data mínima para início de operação de todas as UHE que se enquadram nessa situação é superior ao final do horizonte de estudo deste PDE.

A oferta eólica tem se mostrado extremamente competitiva, em termos de preço de energia, frente às demais tecnologias candidatas a expansão. Por esse motivo, este Plano preserva a indicação da importância de se sinalizar para um desenvolvimento dos aproveitamentos eólicos de forma contínua e harmoniosa com o mercado desta fonte no País. Por outro lado, ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia traz 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, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques. Na cesta de projetos indicativos do PDE, a contribuição de energia do recurso eólico é estimada com base nas habilitações técnicas dos leilões, ou seja, a partir do P90 das projeções das certificadoras. Já com relação à contribuição de potência, considera-se o P95 para todas as horas de cada mês com base nas medições anemométricas, registradas no sistema AMA.

Para este ciclo do PDE foi considerada, pela primeira vez, a tecnologia eólica *offshore* como candidatas à expansão, a partir do ano de 2027. Entretanto, os estudos atuais apresentam custos de investimento ainda elevados para essa tecnologia. Dessa forma, considerando as melhores informações disponíveis no momento de elaboração do PDE, ela não se mostrou competitiva frente às demais opções disponíveis para expansão. Cabe destacar, porém, que a evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e socioambientais, bem como os avanços regulatórios no Brasil, podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia nos próximos Planos, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico.

A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, como pôde ser visto nos últimos leilões. Por esse

motivo os preços adotados para o PDE 2029 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2027. A premissa adotada para o PDE considera a recente evolução dos custos de investimento desta tecnologia, considerando os dados dos leilões de energia no Brasil e diversas referências internacionais, todos devidamente avaliados e criticados. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica. Essa possibilidade foi representada a título de sensibilidade, onde foi adotada uma redução de cerca de 30% do CAPEX dessa fonte.

Quanto à representação energética, a contribuição solar fotovoltaica é obtida a partir das informações dos leilões de energia já realizados, capturando a tendência de evolução tecnológica. No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso, o P95 para todas as horas de cada mês (mesma premissa adotada para a oferta eólica) resulta em contribuição nula dessa tecnologia para a restrição de capacidade. As incertezas existentes quanto à curva de carga futura exigem que os estudos de planejamento da expansão sejam conservadores nesse aspecto, de modo a assegurar o suprimento futuro em todos os seus requisitos. Cabe lembrar que o PDE 2027 explicitou a importância de aperfeiçoamentos sobre as projeções de curva de carga, de modo a obter maior conhecimento sobre os possíveis comportamentos da demanda no futuro e como cada tecnologia contribui para seu atendimento. Esse trabalho encontra-se em desenvolvimento na EPE e é abordado em Box do capítulo 2 desse PDE.

A bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana do setor sucroenergético, continua apresentando potencial competitivo de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN. Embora as projeções no aumento da produção de açúcar e etanol impliquem um maior uso energético do bagaço, dados históricos (BEN, 2018) apontam que os processos estão cada vez mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda deste insumo para cada unidade de produto. Assim, há um excedente gradual de bagaço que pode ser direcionado ao uso no setor elétrico. Por esse motivo o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso na geração de energia elétrica. Contudo, é possível observar a sinergia entre os produtos sucroenergéticos, pois a bioeletricidade proveniente do bagaço de cana é considerada como mais um ativo deste setor, que envolve a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e, mais recentemente, créditos de descarbonização (CBIO). Com a promulgação da Política Nacional de Biocombustíveis – RENOVABIO, esta poderá induzir o aumento da eficiência das unidades produtoras sucroenergéticas, elevando a nota de eficiência energética ambiental, e assim incrementando a quantidade CBIO que poderá ser comercializada.[11] Neste aspecto, a bioeletricidade se consolida com um grande potencial para a matriz energética nacional.

Além do bagaço, destaque deve ser dado ao potencial do biogás. Este insumo energético é rico em metano, cujo poder calorífico é similar ao do gás natural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica. Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético), os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos. A fração deste recurso utilizada atualmente corresponde a apenas uma parte de seu potencial, conforme citado no Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis deste documento, sendo esperado que ao fim do período decenal haja maior inserção deste insumo na matriz para geração elétrica. Por esse motivo, o PDE 2029, continua representando explicitamente essa oferta na cesta de projetos candidatos à expansão centralizada. Dentre as diversas possibilidades de obtenção de biogás, a tecnologia utilizada nas simulações energéticas representa as características típicas dos processos do setor sucroenergético.

[11] Para maiores detalhes, vide http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal.

O PDE apresenta também empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. Diversos empreendedores vêm apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem demostrado dificuldades para serem viabilizados, por exemplo, por questões de caráter técnico-operacional e dificuldades na obtenção de financiamento. Os projetos recentes 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 100 MW) permitem a aplicação das mesmas próximas aos centros de carga ou de forma distribuída. Essa nova estrutura tem se mostrado mais adequada 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 considerável potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo 9 -Eficiência Energética e Geração Distribuída.

O gás natural se apresenta como principal combustível para expansão de geração termelétrica neste PDE. O GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas no curto e médio prazo. Porém, o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal, como em Sergipe, podem ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional, de baixo custo, e, consequentemente, contribuir na matriz elétrica brasileira já no horizonte decenal. Por esse motivo, na trajetória de referência foram consideradas como candidatas:

- Usinas a ciclo aberto e combinado, com custo variável referenciado ao GNL e com três possibilidades de operação: flexível e com fatores de inflexibilidade de 50% e 100%.
- Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%.

Toda a oferta termelétrica candidata foi representada considerando projeções de variação de preço de combustível. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

A discussão a respeito do carvão mineral na oferta de eletricidade, especialmente o extraído nas minas da região sul do Brasil, envolve diversos setores da economia e deve ser tratada com muita atenção. É importante sempre lembrar das externalidades que envolvem as discussões sobre essa fonte. Aspectos positivos, como a geração de emprego e desenvolvimento da economia local na região Sul do Brasil, e aspectos negativos, como as emissões de gases causadores do efeito estufa, devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança elétrica e energética e a viabilidade econômica, para que as decisões a serem tomadas sejam robustas. Contribuindo para essa discussão, do ponto de vista econômico para o setor elétrico, o PDE 2029 coloca o carvão mineral nacional como candidato à expansão de duas maneiras. Para as usinas atualmente em operação, que possuem o benefício da CDE,[12] foi avaliada a sua atratividade econômica, a partir de 2027, considerando a possibilidade de um *retrofit* e CVU incorporando os custos da CDE.[13] Também são consideradas candidatas a expansão novas plantas, mais modernas e eficientes, porém de maior custo de implantação que o *retrofit*. Há de se destacar, entretanto, que o aproveitamento para novas plantas tem esbarrado nas condições de financiamento, que refletem em seus custos totais, incluindo custos de investimento, financiamento e operação.

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

[13] A premissa adotada considerou o CVU atual das usinas nessa condição somado aos valores gastos pela CDE em 2018, conforme publicação da CCEE.

Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear também poderia surgir 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.

Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, além das já citadas termelétricas a gás natural são representadas explicitamente as tecnologias de armazenamento,[14] como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Apesar de se tratar de uma modelagem simplificada, que ainda não permite a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar possíveis tendências de operação futura, nas quais a existência desses recursos no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda. A existência dessas duas opções explícitas no modelo (termelétricas e armazenamento) permite discutir o *trade off* existente entre tecnologias que injetam potência no sistema em quaisquer circunstâncias (nesse caso, as termelétricas) e recursos que para estar disponíveis dependam da existência de excedentes na produção de outros. A escolha é complexa e, para uma abordagem mais adequada, é fundamental conhecer mais detalhes das condições operativas futuras além desenvolver as ferramentas computacionais.

É importante reconhecer que além das tecnologias explicitamente representadas, existem outras aptas a aumentar a oferta de capacidade, como o aumento de potência em hidrelétricas existentes e a resposta da demanda. Essas duas tecnologias são abordadas em um *what if* específico.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas estimativas de custos de investimentos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação de cada projeto. Além disso, os orçamentos dos diversos projetos de geração incluem os custos de conexão à rede básica. Desse modo, os resultados obtidos com a utilização do MDI já levam em conta estimativas das necessidades de expansão da transmissão, o que significa que o modelo de decisão de investimento produz uma expansão G + T, ainda que de modo simplificado. A Tabela 3-2 apresenta um resumo sobre os recursos disponíveis para a expansão da oferta no PDE 2029.

[14] Cabe a ressalva de que essa tecnologia ainda carece de instrumentos legais e normativos que estabeleçam a forma de sua contratação, os modelos de negócios e a remuneração dos benefícios gerados decorrentes da sua inserção no SEB.

Tabela 3-2 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Fonte	Disponível a partir de	Como é definida a contribuição		
		MDI	**NEWAVE**	**Suprimento de Potência**
Hidrelétricas	2026*	Séries de energia e potências, obtidas a partir de simulação no modelo SUISHI, utilizando séries históricas de vazões **	Simulação hidrotérmica do NEWAVE utilizando reservatórios equivalentes de energia e 2.000 séries sintéticas	Cálculo de potência máxima disponível para todas as séries históricas utilizando metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017
Hidrelétricas Reversíveis	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento
PCH e CGH	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Eólica *Onshore*	2023	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão Contribuição nos patamares de carga: construída a partir da base de dados AMA		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Eólica *Offshore*	2027	Utilização de dados de reanálise para pontos da costa brasileira, aplicando a mesma metodologia utilizada para os patamares do recurso *onshore*		
Solar Fotovoltaica	2023	A partir de dados de projetos habilitados em leilão		P95 da geração esperada para todas as horas do mês
Termelétricas a Biomassa Sucroenergética	2023	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Termelétricas a Biogás	2023	Sazonalização definida a partir dos processos do setor sucroenergético e possibilidade de estocagem do insumo.		
Termelétricas a Biomassa Florestal	2024	Despacho definido pelo modelo de otimização, a partir dos CVUs definidos		Potência Disponível
Termelétricas a Gás Natural	2023			
Termelétricas a Carvão	2026			
Baterias Íon-Lítio	2024	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento

Notas: (*) Cada projeto tem sua data estimada individualmente, conforme Tabela 3-1.
(**) Metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017.

BOX 3.3 – INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL

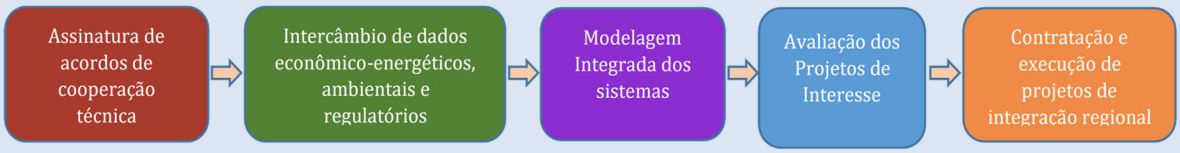
Em que pese o tamanho da América Latina e a diversidade geográfica dos centros de carga e de geração, pode-se destacar as experiências adquiridas com a integração eletro-energética envolvendo os países da região, merecendo menção os arranjos hidrelétricos binacionais na bacia do Prata e as interconexões Brasil-Venezuela, *Sistema de Integración Eléctrica Andina* (SINEA) e Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Dentro dos planos decenais, a Integração Regional vem sendo tratada sob o ponto de vista de possibilidades futuras, ainda carecendo de amadurecimento de informações para sua simulação no MDI como opção real de expansão de suprimento. Alguns empecilhos como confiabilidade de dados primários, os desafios geográficos das cordilheiras e florestas dificultam a modelagem e acabam por deslocar suas possibilidades na matriz elétrica sul-americana. Contudo caso o tema tenha novo tratamento, os próximos planos poderão refletir os avanços e seus benefícios.

O que acentua a atratividade da opção de integração energética para investigação no PDE é a existência de imenso potencial de oferta energética nos países fronteiriços ao Brasil – o potencial hidrelétrico binacional estimado é de cerca de 11GW (conforme Nota Técnica de apoio ao PNE 2050), localizados nas bacias do rio da Prata e do Madeira. No leque de oferta existem tanto empreendimentos binacionais com o Brasil, como também empreendimentos em territórios vizinhos que se viabilizam por conta da exportação.

Deve-se avaliar em que medida os países se beneficiariam de uma ampliação da integração regional pois a integração traria benefícios de complementariedade dos recursos e seus regimes (ex.: hidrológicos, eólico e solar); a confiabilidade e a segurança dos sistemas nacionais envolvidos aumentariam e impactos ambientais poderiam ser reduzidos em face de novas fronteiras de suprimento energético disponibilizadas no leque de expansão dos países.

Em documento de apoio do PNE 2050, observou-se a disposição de abertura de mercados de energia e a receptividade à ideia da integração na maioria dos países da América do Sul. Considera-se que ainda há um caminho a se trilhar para que a integração regional seja uma efetiva opção de suprimento, sendo o fator político fundamental para seu desenvolvimento. A estabilidade e confiança nas relações precede a variável econômica. Para alcançar tal estágio elencam-se, de forma não exaustiva, passos que se fazem necessários para que essa possibilidade venha a ser simulada e se constitua como matéria para que negociações internacionais sejam entabuladas. A opção de integração regional não só produz os benefícios energéticos como também econômicos trazidos pelos investimentos transnacionais e a comercialização de energia com efeito real na competitividade dos países envolvidos. A expertise tecnológica para construção, modelagem de usinas e transmissão de energia já são dominadas, contudo o arranjo regulatório, comercial, operacional e financeiro que viabilize esses projetos e assegure o suprimento ainda carece de aperfeiçoamentos.

Figura 3-2. Passos para o desenvolvimento da Integração Regional



3.3 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,[15] com parâmetros do CVaR[16] definidos pela CPAMP[17] (alfa = 50% e lambda = 40%);
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando projeção de crescimento de, aproximadamente, 5,4% a.a.. Essa projeção foi elaborada pela EPE;
- O custo de déficit de energia utilizado foi de R$ 4.944,89/MWh, conforme divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- A taxa de desconto utilizada nas simulações foi de 8% a.a., 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).[18] 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 2023.

Os limites de intercâmbio entre as regiões foram definidos considerando a evolução do SIN prevista para o horizonte decenal, em conformidade com os critérios de confiabilidade utilizados nos estudos elétricos de expansão da transmissão. Dentre os empreendimentos que iniciarão operação no horizonte decenal, destaca-se o conjunto de linhas de transmissão, em 500 kV, associadas à expansão da interligação Nordeste - Sudeste, cuja previsão de entrada em operação é para o ano de 2023. Mais detalhes são apresentados no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

Em relação ao parque termelétrico existente, algumas considerações foram feitas com o intuito de evidenciar a necessidade de modernização de parte desse conjunto de usinas, bem como direcionar a atenção necessária ao término de contratos e determinados subsídios que possam levar ao aumento do custo variável unitário (CVU) de algumas plantas.

No caso da modernização de plantas existentes, considerou-se a possibilidade de algumas estenderem a sua vida útil através de um processo de *retrofit*, o qual envolve uma série de ações de modernização e readequação das instalações

[15] Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 25 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.
[16] CVaR – *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.
[17] CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.
[18] Foi utilizada como referência a reunião de abril de 2018, que também serviu de referência para o PMO de maio de 2019, elaborado pelo ONS.

existentes, sem a necessidade de se construir uma usina inteiramente nova.

Com relação à existência de subsídios para custeio de combustíveis de algumas termelétricas, buscou-se avaliar o impacto do término do prazo de concessão desses incentivos nos custos de operação dessas plantas, e com isso oferecer ao MDI a decisão relativa à sua competitividade frente às demais usinas postas à disposição para a expansão da oferta.

Desta forma, as usinas termelétricas existentes foram tratadas considerando as seguintes premissas:

- As usinas termelétricas movidas a óleo diesel B e óleo combustível, que têm seus contratos (CCEAR) findados no horizonte da simulação foram retiradas do sistema nas datas de término dos respectivos contratos. No caso das usinas que não possuem CCEAR, as mesmas são removidas após 25 anos em operação
- As termelétricas a Gás Natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR) são removidas do sistema na maior data entre o término do seu respectivo contrato e o fim do PPT, que possui prazo estabelecido de 20 anos a partir da entrada de operação comercial da UTE, conforme disposto no Decerto nº 3.371/2000. No mês seguinte após serem retiradas, essas usinas tornam-se candidatas à expansão com um custo de investimento definido por um CAPEX de 40% de uma UTE a Ciclo Combinado nova, representando a possibilidade de realização de um *retrofit*. Para essa oferta de expansão, o CVU foi revisado considerando: (i) o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis, e (ii) o consumo específico de cada uma delas de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de janeiro de 2019;
- As termelétricas a Gás Natural, sem CCEAR e sem PPT, foram retiradas após 25 anos em operação comercial, representando o fim do período de vida útil considerado e, de forma semelhante ao adotado para as usinas do PPT e/ou com CCEAR, elas tornam-se candidatas a expansão a partir do mês seguinte à retirada, com as mesmas premissas para composição do CAPEX e de revisão do CVU mencionadas no caso anterior;
- Para as usinas que, desde o início do horizonte de simulação, não agregam potência disponível para o sistema (PDISP=0), não foi considerada a possibilidade de *retrofit* e, consequentemente, retorno da usina após sua retirada;
- As usinas a carvão mineral são retiradas do sistema no final de 2027, em função do término da CDE, tornando-se candidatas a expansão a partir do início de 2028, com CAPEX de 40% de uma nova UTE a Carvão e revisão do CVU considerando estimativa de aumento de custo relativo à perda do benefício da CDE.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados ou em operação, as seguintes restrições foram fornecidas ao Modelo de Decisão de investimentos, considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada tecnologia:

- Indicação de oferta eólica localizada nas regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, limitada a 3.000 MW/ano, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sudeste;
- Indicação de uma expansão com limite superior para PCH de 300 MW/ano a partir de 2023;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2023 limitada a no mínimo 150 MW/ano e máximo respeitando o potencial técnico do recurso.
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a no mínimo 50 MW/ano e no máximo 100 MW/ano, a partir de 2024, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;

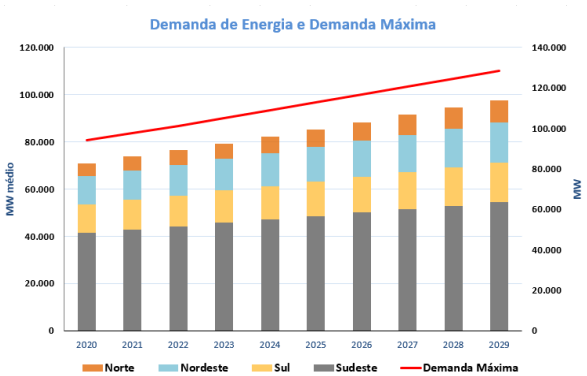
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biogás a partir de 2023 limitada a, no máximo, 30 MW/ano, explicitando assim a participação dessas fontes na matriz de geração centralizada. Para fins de execução no MDI foi considerada a utilização de resíduos do setor sucroalcooleiro;
- Limite de 1.000 MW por ano, a partir de 2024, para tecnologias de armazenamento;
- Limite de 1.000 MW por ano, a partir de 2026, para usinas termelétricas movidas a Gás Natural Nacional, com 50% de inflexibilidade;
- Disponibilidade a partir de 2023 de usinas Termelétricas movidas a Gás Natural importado, com diferentes níveis de eficiência e inflexibilidade;
- Limite de 500 MW por ano, a partir de 2026, para usinas termelétricas movidas a Carvão Mineral Nacional, com 50% de inflexibilidade;
- Variação de CVU das usinas termelétricas[19] com base em trajetória de preços futuros dos combustíveis, em moeda constante, considerando as projeções do cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration* - EIA no *Annual Energy Outlook* – AEO.

3.3.1 PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

A partir das hipóteses da evolução dos indicadores macroeconômicos, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de carga de energia para todas as regiões do SIN, já incluindo 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 quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima do sistema.

O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da GD), no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.903 MW médios, representando uma taxa média de 3,6% a.a.. O Gráfico 3-1 apresenta a projeção de carga do SIN (energia e ponta) do Mercado de Referência do PDE, sem abater a parcela 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 3-1 - Projeção de Carga do Mercado de Referência



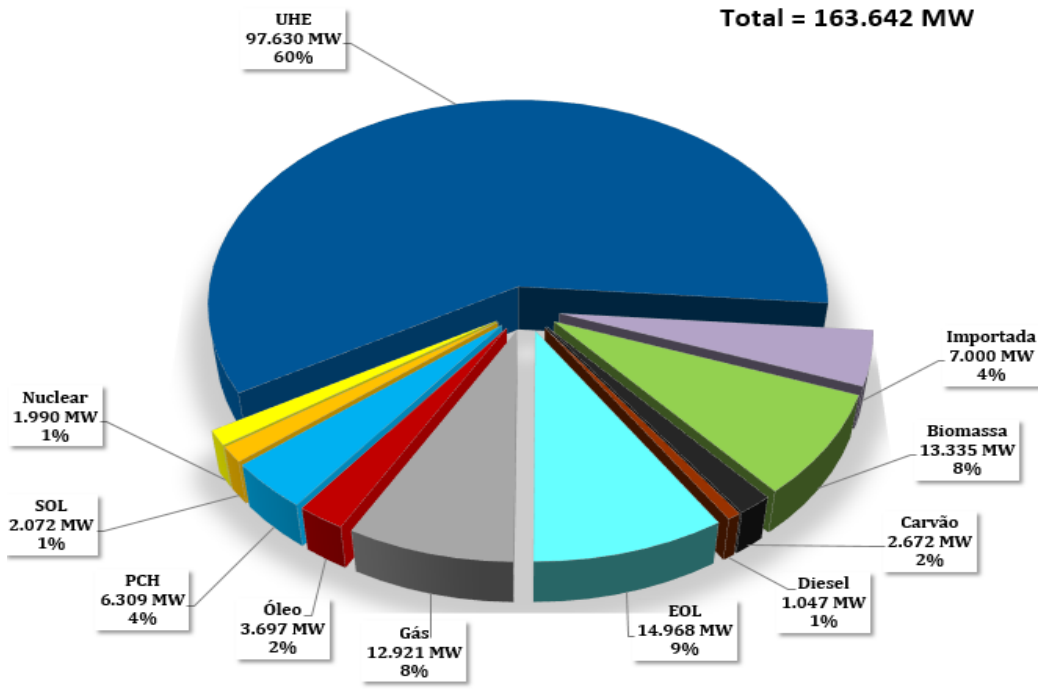
[19] A metodologia de cálculo desses CVU pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0.

3.4 Configuração inicial para expansão

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada até abril de 2019. Em maio de 2019, o SIN contava com uma capacidade instalada de cerca de 164 GW,[20] com participação das diversas fontes de geração (Gráfico 3-2).

Os leilões realizados até abril de 2019 resultaram na contratação de capacidade instalada com entrada em operação comercial prevista no horizonte decenal, agregando nova oferta ao sistema (Gráfico 3-3). O SIN conta com um acréscimo de 14.000 MW de capacidade instalada já contratada, dos quais aproximadamente 50% será de fontes renováveis.

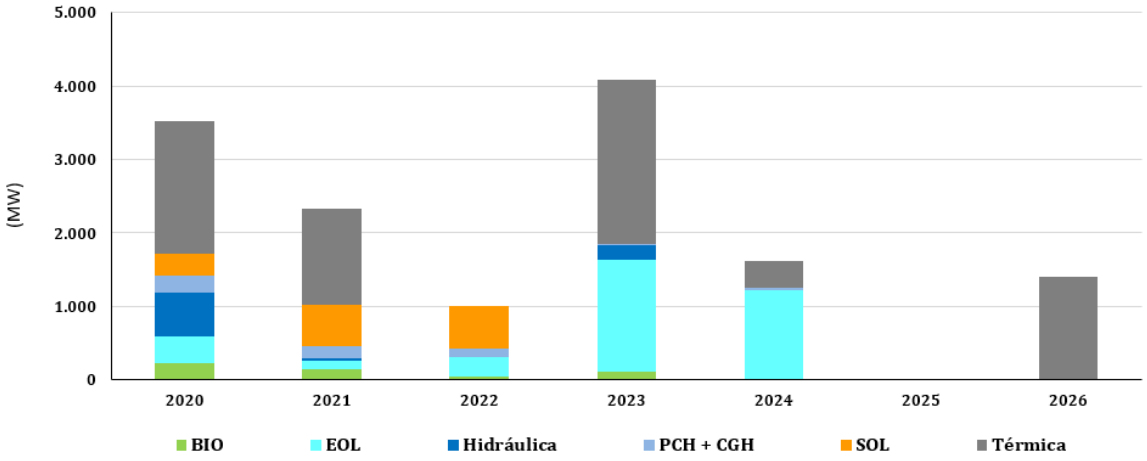
Gráfico 3-2 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019



Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.
A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula

[20] Incluindo a parcela paraguaia da UHE Itaipu.

Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade



Usinas que iniciam operação comercial, de acordo com o DMSE, a partir do segundo dia do mês são consideradas no incremento do mês seguinte.
As usinas termelétricas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural retiradas da expansão nas datas de término de seus contratos não estão contabilizadas nesse gráfico.

Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biomassa	231	147	50	115	0	0	0	0	0	0
Eólica	353	107	264	1.521	1.212	0	0	0	0	0
Hidráulica	611	36	0	204	0	0	0	0	0	0
PCH + CGH	225	177	111	10	38	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	298	557	585	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	1.802	1.305	0	2.238	363	0	1.405	0	0	0

Tabela 3-3 – Retirada de Capacidade Instalada Termelétrica do sistema por fato motivador

Fato Motivador	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Acum. 2029
Término do CCEAR (UTE GN)	0	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0	**4.576**
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0	**3.447**
Fim dos subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	**1.227**
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	0	249	313	120	1.687	572	0	0	0	0	**2.941**
Fim da Vida Útil da Usina	0	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0	**3.321**
TOTAL	**0**	**249**	**867**	**311**	**4.684**	**4.171**	**2.209**	**1.415**	**1.606**	**0**	**15.512**

O PDE 2029 chama a atenção sobre a oferta termelétrica existente em final de contrato e/ou a necessidade de modernização devido ao longo período em operação. Outro aspecto importante é o final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em 2027, que permite a operação de usinas termelétricas à carvão nacional com um baixo Custo Variável Unitário (CVU), e o final do PPT ao longo do horizonte decenal. Com isso estima-se que, aproximadamente, 15.500 MW de capacidade instalada encontram-se na situação descrita nas premissas apresentadas na Seção 3.3 e, nas datas indicadas na Tabela 3-3, podem não estar disponíveis para o sistema. O Anexo III detalha as usinas consideradas nessa condição

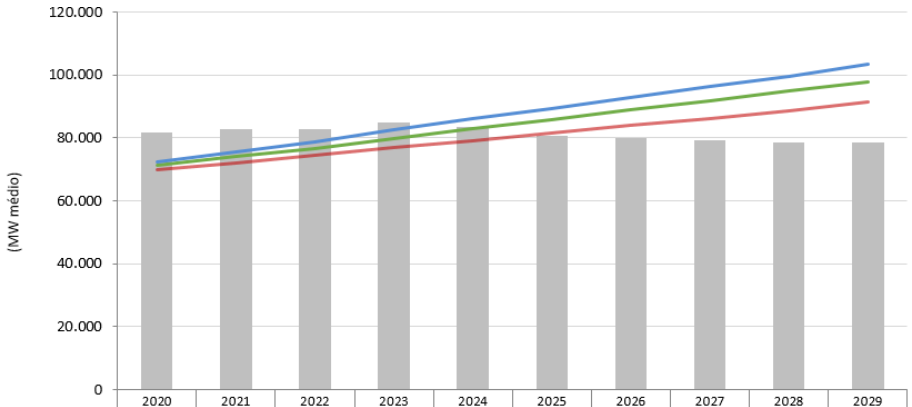
Para analisar essa questão, o PDE 2029, de acordo com a premissa adotada, avalia a atratividade econômica da manutenção dessa oferta no sistema através de um *retrofit* frente a expansão de novas plantas, de maior custo fixo e com maior eficiência. Nesse sentido, aproximadamente 9.000 MW foram colocados à disposição do modelo a partir do mês seguinte à sua retirada.

O PDE 2029 utilizou nas simulações da operação a versão 25 do modelo Newave. Essa versão traz importantes aprimoramentos em relação a versão 24, utilizada no PDE 2027. Dentre esses aprimoramentos, destaca-se a consideração de altura de queda variável para as usinas fio d'água, o que resulta em uma redução na disponibilidade de geração dessas hidrelétricas. Vale destacar que esse aprimoramento reduz, em parte, o otimismo intrínseco da representação a subsistemas equivalentes e aproxima os resultados obtidos pelo modelo daqueles vistos na operação real. Esse é um importante passo para o processo de planejamento e contribui para que a oferta indicativa esteja mais adequada para a operação futura.

Considerando a oferta existente e contratada, apresenta-se no Gráfico 3-4 o balanço de garantia física comercial, considerando a retirada das usinas termelétricas da Tabela 3-3 e sem oferta indicativa. O objetivo é indicar, sob o aspecto comercial, uma estimativa da necessidade de contratação de energia nova para as três projeções de mercado consideradas (Referência e Alternativos).

Dependendo do mercado considerado, o balanço comercial de garantia física sinaliza uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de energia de algo entre 13.000 e 25.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal. Destaca-se que esse balanço considera a retirada das garantias físicas das termelétricas da Tabela 3-3. É importante ressaltar que esse intervalo é apenas uma estimativa 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 informações 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.

Gráfico 3-4 - Balanço Comercial de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda



	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Oferta Existente + Contratada (A)	81.840	82.933	82.867	84.980	83.582	80.798	79.958	79.279	78.365	78.365
Balanço Referência: A-(B+E-F)	9.135	7.687	4.863	3.922	-335	-5.943	-9.810	-13.316	-17.004	-19.919
Balanço Alternativo Superior: A-(C+E-F)	8.330	6.251	2.738	1.131	-3.490	-9.495	-13.680	-17.666	-21.886	-25.310
Balanço Alternativo inferior: A-(D+E-F)	10.545	9.576	7.286	6.922	3.415	-1.783	-4.935	-7.719	-10.941	-13.342
Carga da Ande (E)	1.673	1.759	1.850	1.948	2.053	2.164	2.282	2.408	2.542	2.685
Geração Distribuída (F)	378	500	578	713	915	1.151	1.409	1.684	1.970	2.262
Carga Cenário de referência (B)	71.410	73.988	76.732	79.822	82.779	85.728	88.894	91.870	94.797	97.861
Carga Cenário Alternativo - Inferior (D)	70.000	72.098	74.309	76.823	79.029	81.568	84.020	86.274	88.734	91.284
Carga Cenário Alternativo - Superior (C)	72.216	75.423	78.857	82.614	85.934	89.279	92.764	96.221	99.678	103.251

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 2029 apresenta algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de suas sensibilidades (*what-if*), visando sinalizar seus efeitos sobre alguns temas relevantes para a expansão. As sensibilidades apresentadas visam promover discussões que permitam o desenvolvimento de ações que devam ser tomadas para cada situação, além de enriquecer o processo de planejamento. São elas:

1. Expansão de Referência: considerando as premissas apresentadas neste relatório e o caso de referência para projeção da carga de energia elétrica;
2. Expansão com diferentes projeções de demanda: neste PDE além da projeção considerando uma situação de maior crescimento econômico do País realizou-se também um exercício com menor taxa de crescimento do consumo de energia elétrica;
3. Expansão com maior oferta de gás natural nacional de baixo custo: considerando-se diversas ações que poderão aumentar a oferta nacional de gás natural, espera-se uma redução no seu custo, o que poderá viabilizar usinas termelétricas de menor CVU;
4. Impactos na expansão da oferta para diferentes critérios de suprimento de potência: cenário para avaliar os possíveis impactos que as discussões do GT Modernização sobre Revisão de Critérios de Suprimento podem causar no PDE;
5. Avaliação sobre tecnologias alternativas para suprimento de capacidade de potência: primeiro exercício considerando a participação de Resposta da Demanda e Modernização de UHE como alternativas para suprimento de curta duração.

O MDI fornece a expansão ótima da oferta para cada visão de futuro, que é apresentada no Anexo II do Capítulo 3. Informações detalhadas para cada caso analisado, como evolução da capacidade instalada, limites de interligações e valores mensais de demanda, poderão ser obtidas no site da EPE.

CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

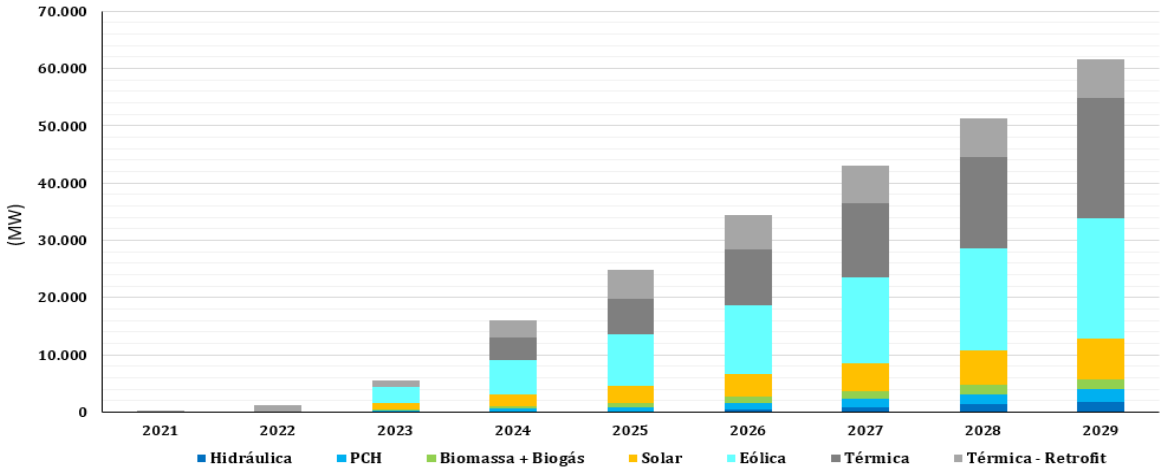
A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI e ajustando as datas de forma a considerar o tempo de enchimento dos reservatórios e a motorização das unidades geradoras das usinas selecionadas, chega-se à expansão de referência indicativa, apresentada no Gráfico 3-5 acumulada ao longo dos anos. A evolução da capacidade instalada anual do SIN no horizonte decenal, separada por tipo de fonte, é apresentada no Anexo I do Capítulo 3. O Gráfico 3-6 apresenta a variação de capacidade instalada por tecnologia, entre a configuração inicial, de maio de 2019, e a configuração expandida ao final do período decenal. Além da geração centralizada, esse gráfico inclui a variação de geração distribuída, da qual aproximadamente 85% do montante final é de tecnologia fotovoltaica. Considerando essa expansão total percebe-se que a oferta eólica, solar e a gás natural representam os principais indutores do crescimento da oferta de energia elétrica nos próximos dez anos.

As opções de expansão utilizando gás natural nacional e carvão mineral nacional compartilham o atendimento a uma das parcelas da demanda de energia no final do horizonte decenal. Certamente os preços ofertados na realização dos leilões futuros de energia nova estabelecerão os montantes competitivos de cada uma dessas opções de expansão.

Essa expansão centralizada indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R$ 239 bilhões, até 2029, 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. Porém, considera-se nesse total uma estimativa de investimentos associados ao *retrofit* de usinas termelétricas existentes, que se mostraram competitivas.

Baseado na Expansão de Referência, o Custo Marginal de Expansão (CME) de geração do sistema, obtido das variáveis duais associadas às equações de atendimento à carga de energia e demanda máxima de potência futuras, resultou no valor de R$ 247/MWh. O Anexo IV do Capítulo 3 demonstra o atendimento dessa Expansão de Referência aos critérios de planejamento estabelecidos na Resolução n° 9 de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

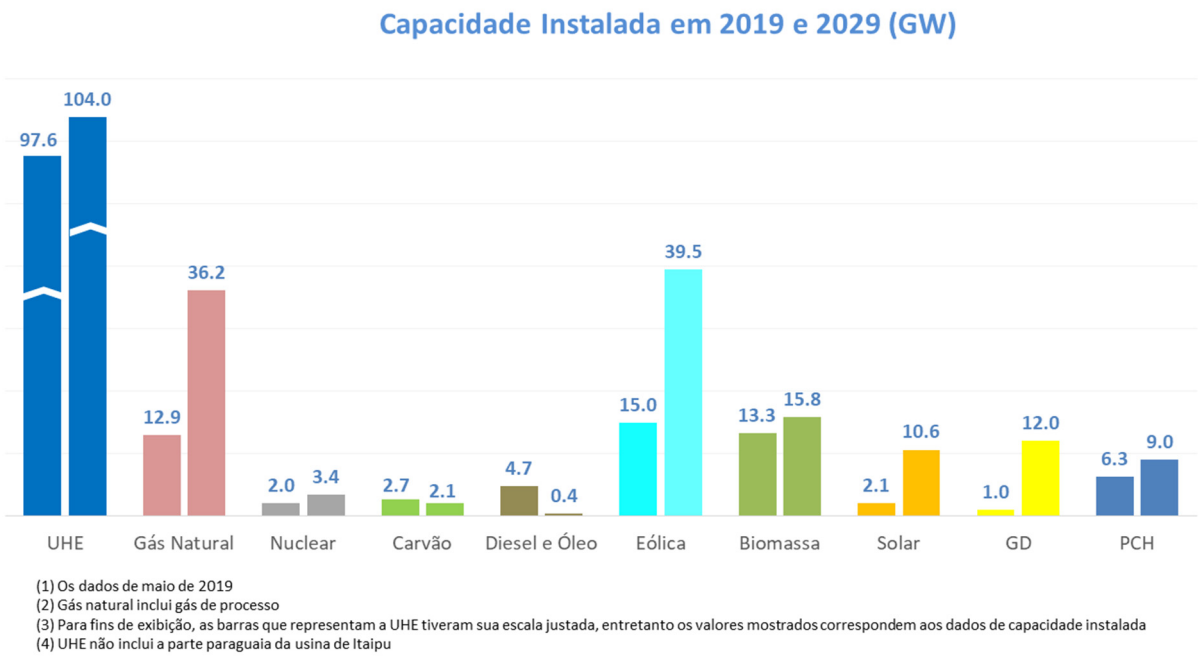
Gráfico 3-5 - Expansão Indicativa de Referência



Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Térmica - Retrofit	249	1.116	1.116	3.153	4.977	6.110	6.610	6.788	6.788
Biomassa + Biogás	0	0	180	460	740	1.020	1.300	1.580	1.860
Eólica	0	0	3.000	6.000	9.000	12.000	15.000	18.000	21.000
Hidráulica (*)	0	0	0	0	0	385	803	1.298	1.819
PCH	0	0	300	600	900	1.200	1.500	1.800	2.100
Fotovoltaica	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000
Térmica	0	0	0	3.872	6.164	9.709	12.830	15.854	20.997

(*) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

Gráfico 3-6 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia



(1) Os dados de maio de 2019
(2) Gás natural inclui gás de processo
(3) Para fins de exibição, as barras que representam a UHE tiveram sua escala justada, entretanto os valores mostrados correspondem aos dados de capacidade instalada
(4) UHE não inclui a parte paraguaia da usina de Itaipu

A lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência é apresentada na Tabela 3-4.

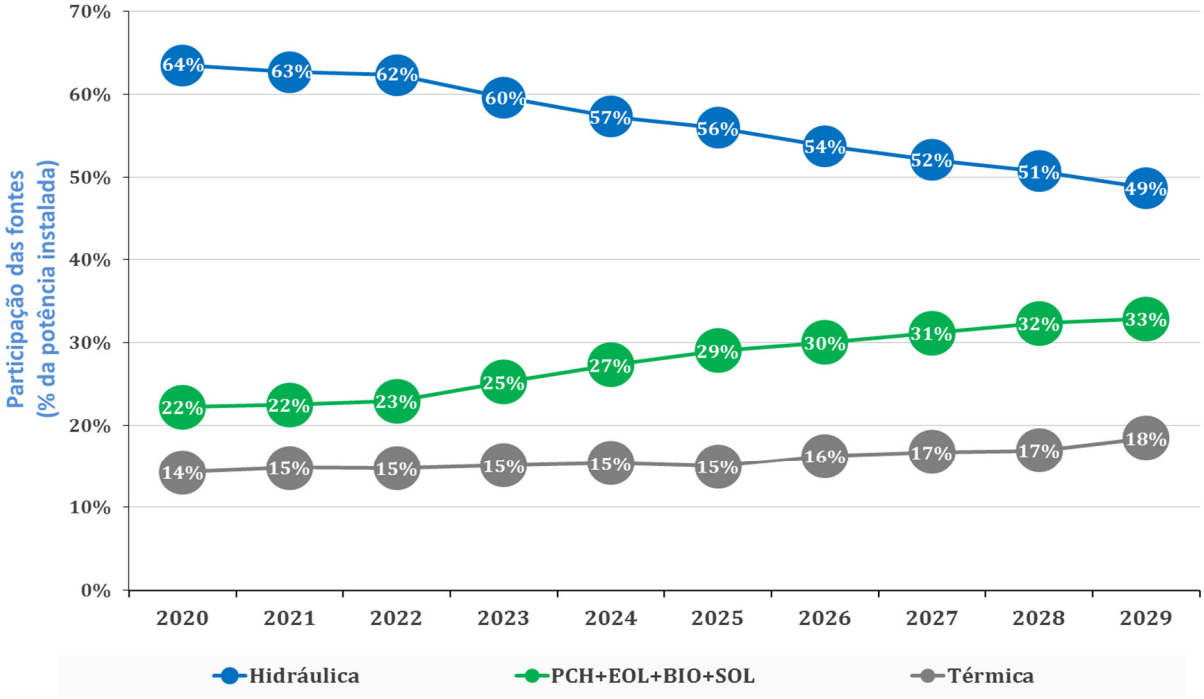
Tabela 3-4 - Usinas Hidrelétricas Indicativas

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada
Telêmaco Borba	118	2026
Tabajara	400	2027
Apertados	139	2027
Ercilândia	87	2027
Bem Querer	650	2028
Castanheira	140	2028
Comissário	140	2029

As informações de custos dos projetos hidrelétricos utilizadas neste PDE foram estabelecidas pela equipe de Projetos de Geração da EPE, a partir de estudos públicos. Cabe ressaltar que esses valores 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, caso sejam técnica e economicamente benéficas, serão incorporadas ao sistema.

O Gráfico 3-7 apresenta a participação por tipo de fonte, em relação à capacidade instalada, na composição da matriz elétrica. Destaca-se que, apesar da redução da participação de usinas hidrelétricas, o sistema mantém a predominância de fontes renováveis e não emissoras de GEE. No caso de referência, a participação dessas fontes varia de 86% a 82% da capacidade instalada total do SIN.

Gráfico 3-7 - Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada



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

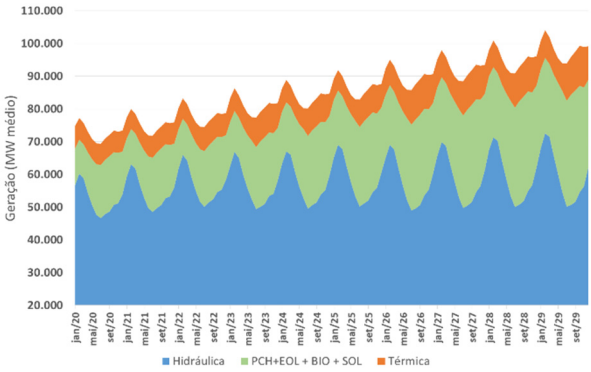
A representação de PCH e CGH utilizada nesse PDE mantém as melhorias apresentadas no PDE 2027. Novamente, considerando as premissas utilizadas no planejamento, esse recurso se mostra economicamente competitivo considerando sua contribuição de energia e potência. Todo o potencial disponibilizado ao modelo foi utilizado, totalizando uma oferta indicativa adicional de 2.100 MW até 2029, distribuídos entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Cabe destacar que esse montante pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados. Além disso, avanços na remuneração dos serviços associados a geração de energia, como por exemplo a valoração dos atributos de capacidade de potência e flexibilidade, permitirá representar nos estudos de planejamento esse benefício que as PCH e CGH podem trazer ao setor, aumentando a competitividade dessas fontes.

Em relação à biomassa, considerando a oferta proveniente do bagaço de cana, biogás (ambas com CVU nulo) e de resíduos florestais, a expansão total no horizonte decenal foi de 1.860 MW, alocados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Novamente, mecanismos que incentivem o investimento em tecnologias de geração que promovam flexibilidade operativa ou mesmo estendam a disponibilidade dos recursos ao longo do ano, principalmente dos insumos provenientes do setor sucroenergético, tendem a melhorar a competitividade econômica apresentada.

A fonte eólica mantém sua tendência de recurso com maior participação na expansão da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal, com 21.000 MW de capacidade instalada adicional, além do montante já contratado que se encontra em processo de implantação. Essa evolução leva sua participação para, aproximadamente, 17% da capacidade instalada do SIN em 2029. Junto com a tecnologia solar fotovoltaica, que apresenta 7.000 MW de oferta centralizada indicativa adicional, essas fontes são responsáveis não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro como contribuir para a perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro. Nota-se que, ao se adicionar a expectativa de expansão distribuída, como apresentada no Capítulo 2 deste PDE, à expansão solar centralizada, a participação da fonte solar se amplia significativamente no horizonte decenal.

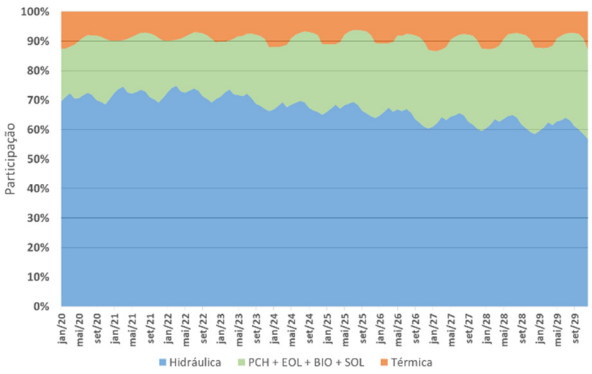
O Gráfico 3-8 apresenta a expectativa de operação média mensal, fruto da simulação das 2.000 séries sintéticas com o modelo Newave. É notória a predominância de fontes renováveis na geração de energia elétrica, complementada com geração termelétrica principalmente nos meses de período seco.

Gráfico 3-8 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga



O Gráfico 3-9 apresenta a participação das fontes em relação ao percentual do mercado. Dessa forma fica evidente que, apesar de ainda ser a fonte predominante, a hidrelétrica reduz sua participação em energia para atendimento a carga, saindo de 71% em 2020 para 61% em 2029. Essa redução é compensada pelo aumento da participação das demais renováveis, que crescem de 19% em 2020 para 29% da carga de 2029. Apesar do aumento da participação termelétrica na capacidade instalada, em termos de valor esperado de geração sua contribuição se mantém praticamente estável ao longo do horizonte, em 10% do mercado.

Gráfico 3-9 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga

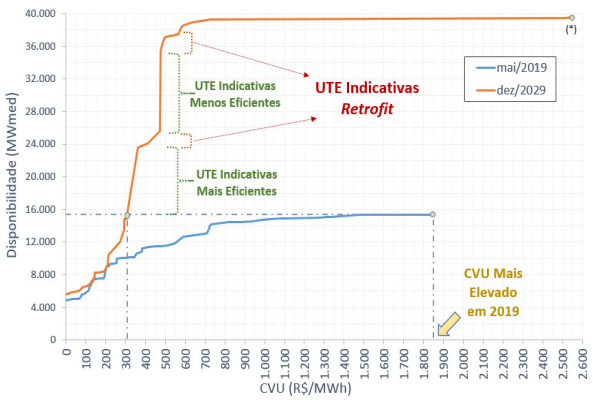


Nesta configuração, as usinas termelétricas exercem, em especial, o papel de fornecer a segurança operativa quando o sistema requisitar. Assim, para compensar uma possível saída do sistema de, aproximadamente, 15.500 MW, apresentada na seção 3.4, o MDI opta pela expansão total de 27.800 MW de termelétricas de diversas tecnologias. Deste montante, 6.800 MW representam o prolongamento de vida útil das usinas candidatas a *retrofit* que se mostraram atrativas economicamente mantido a sua atual eficiência. Entretanto, é possível que condições diferentes das que compuseram essa premissa, contestem esse resultado, e o sistema conte também com parte dos 8.700 MW que se tornaram indisponíveis nesse caso. Em substituição a essa parcela, o MDI optou por instalar novas plantas, que ainda que apresentem um maior custo de investimento, em contrapartida oferecem ganhos de eficiência (que resulta em menor custo variável de operação).

Além disso, para fazer frente ao crescimento da carga e complementar o suprimento a todos os requisitos do sistema, o MDI indica a necessidade de incrementar a oferta termelétrica total do SIN em mais 12.300 MW, totalizando assim o montante de apresentado no Gráfico 3-5. Esse incremento de oferta faz com que a participação termelétrica na capacidade instalada varie de 14% em 2019 para 18% em 2029.

Além de agregar segurança operativa, essa expansão traz como benefício adicional a modernização do parque instalado. Com isso, essa nova oferta representará um ganho de eficiência operativa, que pode ser mensurada pelo custo variável unitário (CVU) dessas usinas. O Gráfico 3-10 apresenta, em azul, a potência termelétrica disponível por CVU da configuração inicial (em 2019) e, em laranja, para o parque expandido, (em 2029) onde percebe-se uma maior oferta de disponibilidade de geração térmica com custos variáveis mais baixos. Pode-se observar que para se obter uma disponibilidade de energia de cerca de 16 GWmédios em 2019, seria necessário despachar térmicas que podem custar até R$ 1.830/MWh. Por outro lado, para se obter a mesma quantidade de oferta no ano de 2029, o custo variável unitário máximo requisitado seria cerca de 80% menor, resultando num valor na ordem de R$310/MWh, já considerando a projeção de preço dos combustíveis indexados ao mercado internacional (*Henry Hub*).

Gráfico 3-10 – CVU x Disponibilidade de Geração Térmica do SIN

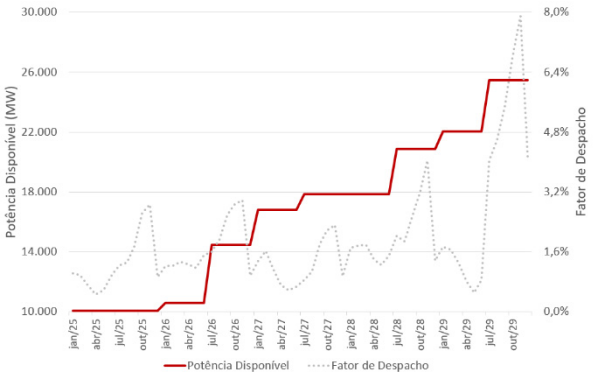


Nota: (*) Corresponde às UTEs movidas à óleo diesel B Pecém II (143,08 MW) e Camaçari Muricy II (143,08 MW), previstas para Novembro/2020.

Dentre o montante total de termelétricas indicativas para expansão do sistema encontram-se usinas de diversas tecnologias e combustíveis, consequentemente, com diferentes papeis para o suprimento à demanda. Usinas movidas a Gás Natural Nacional (com indicação de 1.000 MW no caso de referência), como o suprido pelas bacias do pré-sal, e as usinas a Carvão Mineral (com indicação de 300 MW nesse cenário) apresentam níveis de inflexibilidade operativa de 50%, além de um CVU baixo. Isso faz com que sua contribuição energética seja alta, além de contribuírem para atender ao requisito de capacidade de potência. Como será avaliado em um *what if* específico, cabe destacar que um menor preço do gás natural nacional, por exemplo como consequência das ações relacionadas ao Novo Mercado de Gás, poderá aumentar a atratividade das usinas com inflexibilidade, levando a uma expansão maior que a indicada nesse cenário de referência.

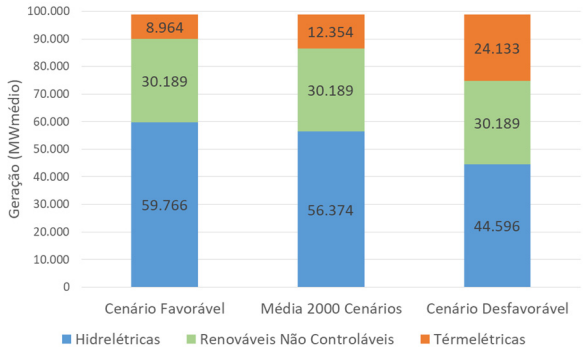
Por outro lado, tanto as usinas candidatas a *retrofit* quanto as indicativas a ciclo aberto e combinado têm como principal característica a flexibilidade operativa, que permite ao Operador fazer uso desse recurso apenas quando o sistema requisitar. Obviamente, dentro das características de cada planta e respeitando suas restrições operativas, elas terão diferentes níveis de despacho. Há de se destacar, entretanto, que a decisão vista como de ótimo econômico (novamente, considerando as premissas adotadas) aponta para a possibilidade de operação com variações entre os meses, de acordo com os cenários hidrológicos e, até mesmo, dentro dos meses, com possibilidade de modulação da produção em escala diária para suprimento aos momentos de maior requisito (chamado de "atendimento à ponta do sistema"). A fim de explorar essa operação futura, o Gráfico 3-11 apresenta o fator de despacho esperado (razão entre a energia produzida e a potência disponível) ao longo dos meses no horizonte de estudo, para as termelétricas indicativas.

Gráfico 3-11 – Fator de Despacho para as UTE indicativas do SIN (Simulação Newave)



Duas importantes características devem ser destacadas neste gráfico. A primeira delas diz respeito ao baixo fator de despacho esperado e a segunda à variação entre os meses, reforçando o papel de "seguro" para o sistema. Considerando o mês de maior despacho esperado, novembro de 2029, o Gráfico 3-12 explicita que, ao considerarmos todos os eventos possíveis, a geração termelétrica apresenta uma grande incerteza, fruto da dispersão existente entre condições operativas futuras, o que valoriza a característica flexível das usinas indicativas.

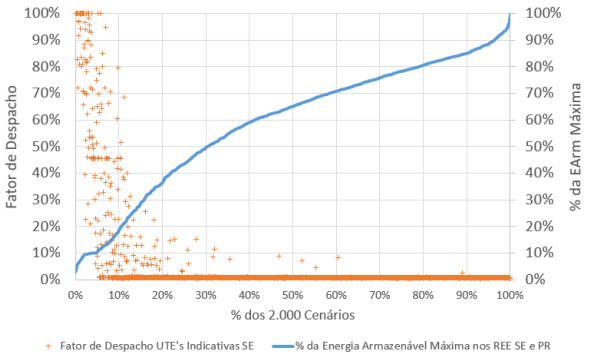
Gráfico 3-12 – Atendimento à Demanda para novembro/29



Considerando o atendimento ao balanço de energia mensal, percebemos que neste mês, o despacho termelétrico esperado é de, aproximadamente, 12.000 MWmédios, mas pode variar de menos de 9.000 MWmédios para mais de 24.000 MWmédios, de acordo com o cenário hidrológico.

Dentre as diversas incertezas que influenciam nesse montante, talvez a principal delas esteja relacionada às afluências nas usinas hidrelétricas e, consequentemente, aos níveis de armazenamento nos reservatórios das UHE. O Gráfico 3-13 relaciona, para o mesmo período, o despacho das térmicas indicativas com o nível de armazenamento da região Sudeste/Centro-Oeste, fruto da simulação energética com o modelo Newave. Nos cenários hidrológicos de menor armazenamento, o despacho das usinas flexíveis pode chegar a 100% da sua potência disponível.

Gráfico 3-13 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em novembro/29

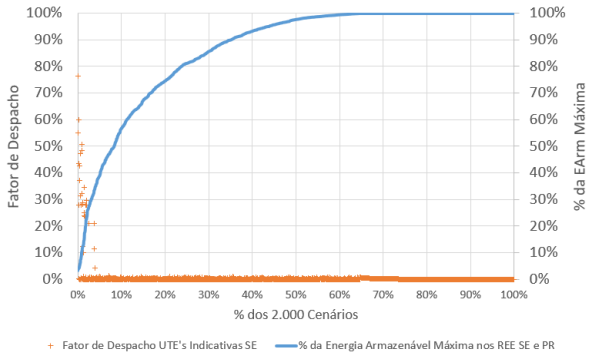


Já para os cenários onde o nível de armazenamento esperado é mais alto, o fator de despacho dessas usinas reduz drasticamente ficando próximo de zero em muitas situações. É importante reparar que, para esse mês de final do período seco, em alguns casos existe algum despacho termelétrico mesmo quando os reservatórios estão acima de 60% do seu volume. Isso se deve a perspectiva de afluências desfavoráveis no período úmido subsequente, as quais exigem uma estratégia de operação que proporcione maior segurança futura e evite o desestoque.

A mesma análise foi repetida para o período de menor despacho esperado que, neste caso, é o mês de maio de 2029, conforme apresentado no Gráfico 3-11. Esse mês representa o final do período úmido, onde espera-se reservatórios mais cheios. Percebe-se que a distribuição de armazenamento para esse mês, apresentada no Gráfico 3-14, traz, de fato, valores mais elevados que para o mês de novembro, o que explica o despacho termelétrico menor.

Ainda assim, existe a possibilidade de situações onde níveis críticos exigirão o uso de termelétricas para garantir o suprimento daquele instante e trazer segurança futura. Ou seja, com diferentes montantes e probabilidades, o despacho termelétrico pode ocorrer em qualquer mês do ano, fechando o balanço oferta-demanda e permitindo o maior aproveitamento dos recursos naturais.

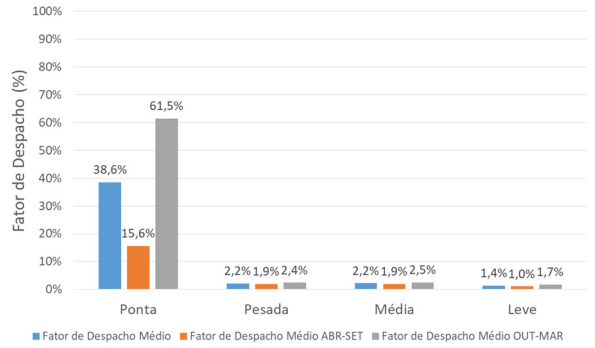
Gráfico 3-14 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em maio/29



A operação para esses dois meses do final do horizonte, maio e novembro de 2029, são bons exemplos do benefício que a operação flexível das usinas termelétricas traz ao SIN. Níveis de inflexibilidade além dos sinalizados pelo modelo matemático devem apresentar custos operativos unitários mais baixos para compensar o possível aumento de vertimento de recursos renováveis (seja hidrelétrico ou de tecnologias não controláveis).

Além da variação entre os meses, a modulação da produção termelétrica em escala intramensal também está sendo prevista pelos modelos de otimização do investimento e da operação. No são apresentados os fatores de despacho termelétrico médios para expansão indicativa do subsistema Sudeste para o período de janeiro a dezembro de 2029.

Gráfico 3-15 – Fator de despacho médio por Patamar de carga para as UTE indicativas da Região Sudeste no período em 2029



Percebe-se que o despacho médio para o patamar de ponta atinge valor próximo a 40% enquanto que para os demais patamares este fator médio é inferior a 3%. Também fica clara a distinção entre a operação mensal. Para o período de outubro a março, onde verificam-se níveis mais baixos nos reservatórios (entre outubro e dezembro) e as demandas mais altas (entre janeiro e março), o fator de despacho médio para o patamar de ponta supera os 60%, enquanto que para o período de abril a setembro fica próximo dos 15%.

Como se vê, um importante papel dessas usinas termelétricas indicativas é garantir o suprimento de potência instantânea, agregando capacidade ao sistema. A necessidade de oferta específica para esse fim aparece já a partir de 2024 e exigirá um modelo de contratação específico para se viabilizar de modo eficiente. A indicação do PDE atual representa, em 2024, aproximadamente, o mesmo montante acumulado entre 2022 e 2024 apresentados no PDE passado. Apesar da redução da projeção de demanda entre esses dois ciclos de planejamento, é importante destacar que a necessidade de capacidade de potência do sistema não aumenta apenas com o crescimento da carga, mas também com a relação entre o fator de carga do sistema (relação entre a carga média de energia e a demanda máxima) e a capacidade de modulação da oferta neste mesmo instante.

No caso de referência mantém as usinas termelétricas flexíveis como opção mais viável a atender esse requisito de capacidade de potência no primeiro momento. Entretanto, vale ressaltar que, na medida em que as ações em discussão no GT Modernização se concretizem, outras tecnologias poderão contribuir para esse papel. Além das tecnologias de armazenamento, que foram representadas neste PDE, mas não se mostraram competitivas com os parâmetros utilizados, diversas outras apresentam características técnicas condizentes com esse serviço. A seção 3.5.2 apresenta uma análise *what if* trazendo a discussão sobre modernização do parque hidrelétrico em operação e o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda, que podem contribuir de modo eficaz para essa necessidade.

Ressalta-se, que a implantação de preços horários de energia é um passo importante para viabilizar essas novas tecnologias. Além disso, ao espelhar os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, o preço horário pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal. Essa redução pode se dar tanto por uma resposta dos consumidores ao preço, pela propensão dos consumidores ofertarem diminuição de carga frente aos preços de energia ou por uma maior eficiência operativa do parque gerador, ao alocar os recursos nos momentos de maior valor. Nesse último caso, 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 expansão para esse serviço específico.

Com o critério de benefício energético, em escala mensal, a Expansão de Referência desse PDE sinaliza para a necessidade de aumento da interligação entre o Nordeste e Sudeste em, aproximadamente, 2.500 MW até 2029, além do montante já contratado. É importante frisar, entretanto, que troncos e reforços adicionais 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.

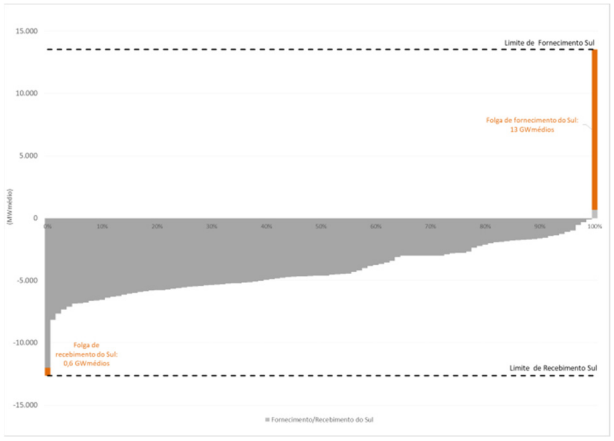
O Anexo IV apresenta a permanência dos fluxos nas interligações para as simulações de energia e análise de potência, onde percebe-se que, na discretização analisada, o sistema de transmissão futuro se apresenta suficientemente robusto para não ser limitante às trocas de energia entre os subsistemas do SIN. Isso permite acomodar eventuais alterações na indicação das localidades da expansão da geração apontadas pelo modelo. Entretanto, há de se ressaltar que, em situações onde haja uma grande concentração de oferta em uma mesma região, que não tenha sido prevista nos estudos de planejamento, expansões adicionais nas interligações podem se fazer necessárias.

A comparação entre os limites de intercâmbio planejados e a expectativa de operação para suprimento de cada região, possibilita estimar o montante de oferta termelétrica indicativa que poderia de ser realocado sem que se vislumbre necessidade de investimentos adicionais em interligações. É importante frisar que, na presente análise, não são realizadas nenhum tipo de avalições internas aos subsistemas, as quais dependem de estudos elétricos específicos e fazem parte do escopo dos estudos de transmissão.

A partir da relação entre oferta de potência e demanda máxima instantânea (incluindo o requisito de reserva operativa) de uma região podemos identificar, para todos os cenários hidrológicos simulados, se ela é importadora ou exportadora de potência. Ao comparar a importação/exportação com o limite de intercâmbio disponível naquele período podemos definir a disponibilidade remanescente das interligações. O Gráfico 3-16 apresenta a permanência dessas disponibilidades para a região Sul em 2029, onde percebe-se sua característica predominantemente importadora. Nesse caso, a menor folga para o recebimento identificada foi de, aproximadamente, 600 MW. Isso significa que, se não aceitarmos restrição de intercâmbio em nenhuma alternativa, será necessário ampliar os limites de recebimento do Sul com mais de 600 MW da oferta termelétrica que o MDI indicou para esse subsistema seja alocada em outra região.[21] Por outro lado, se aceitarmos que em apenas 1% dos cenários hidrológicos o intercâmbio de potência seja restritivo, é possível realocar toda a oferta termelétrica indicativa do Sul (que nesse caso de referência foi de cerca de 2.000 MW) em outra região, pois seu intercâmbio permitiria o recebimento adequado.

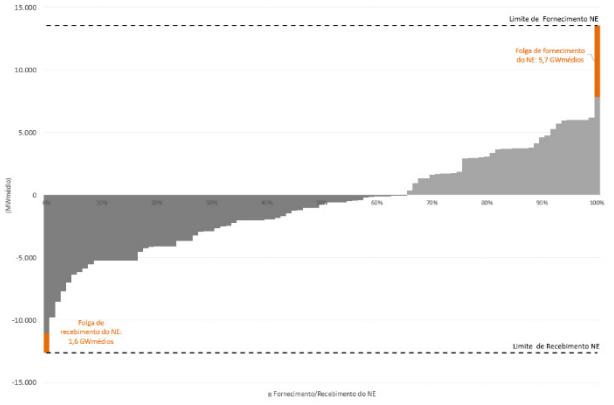
[21] É importante lembrar que os estudos de planejamento consideram limites de segurança elétrica, fazendo com que os estudos energéticos utilizem limites de intercâmbio calculados para situações. Portanto, o sistema poderia suportar um fluxo maior em algumas situações específicas.

Gráfico 3-16 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Sul 2029



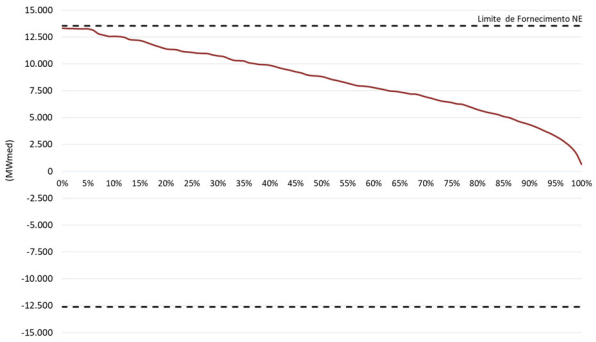
O Gráfico 3-17 permite a mesma análise envolvendo região Nordeste. A menor folga no recebimento da região, para suprimento de potência, permite que toda a oferta termelétrica indicada pelo MDI nessa região (de 950 MW até 2029) possa vir a ser alocada em outro subsistema, sem comprometer seu atendimento. Pelo lado do fornecimento, existe uma folga de pelo menos 5.700 MW, que sinaliza, para fins de suprimento de curta duração, a possibilidade de alocar uma parcela significativamente maior do que a indicada.

Gráfico 3-17 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta:Nordeste: 2029



Por outro lado, o comportamento dos fluxos do Nordeste apresenta grande diferença entre as análises de energia e potência. Enquanto as análises para suprimento de potência indicam a predominância importadora da região, devido à baixa contribuição eólica para esse serviço, para fins energéticos (em termos médios mensais) a situação se inverte. Como pode ser visto no Gráfico 3-18, principalmente nos meses do período de maior produção eólica o fluxo de fornecimento de energia já atinge os limites de intercâmbio, fazendo com que o eventual aumento de oferta termelétrica local com elevado fator de despacho possa exigir ampliação das interligações para possibilitar o escoamento para outras regiões.

Gráfico 3-18 - Permanência do fornecimento/recebimento de energia do NE entre os meses de julho a dezembro: 2029



Em suma, as possibilidades de alocação de maior ou menor oferta em cada região deve ser sempre relacionada ao tipo de serviço que se espera das tecnologias em questão. A Tabela 3-5 sintetiza os resultados para as menores folgas nas interligações, considerando os atendimentos médios mensais (energia) e para os instantes de demanda máxima (balanço de ponta). A partir desses resultados, e considerando o montante de oferta indicativa em cada região, é possível tirar as principais conclusões.

Tabela 3-5 - Resumo das folgas dos limites de intercâmbio

	Folgas em relação aos limites de intercâmbio - 2029 (GW)			
	Balanço de Energia		Balanço de Ponta	
	Recebimento	Fornecimento	Recebimento	Fornecimento
Sudeste via Sul	4,3	0	5,9	5,3
Sudeste via N e NE	1,7	12	4,6	6,7
Sul	1,5	6,9	0,6	12,6
Nordeste	11,2	0	1,6	5,7
Norte	6,9	4,9	10,3	3,3

O limite de fornecimento de potência do Sudeste/Centro-Oeste para o Sul e o limite de fornecimento de energia da região Nordeste são

atingidos nas simulações, sinalizando que eles podem exigir ampliações adicionais (além da indicada nesse PDE) caso ocorram rearranjos significativos de oferta indicativa visando esses serviços. Apesar de não serem atingidos nesse estudo, os limites de recebimento da região Sudeste, para fluxos provenientes do Norte e Nordeste, e o recebimento da região Sul também merecem atenção, pois a oferta indicativa nessas regiões é maior que as folgas estimadas para essas regiões.

Esses pontos comprovam que a inclusão de parâmetros locacionais na composição dos índices custo/benefício de cada alternativa de expansão é um tema importante a ser considerado nos Leilões de Energia Nova.

As demais interligações não tendem a apresentar restrições no horizonte decenal, mesmo que a oferta termelétrica indicativa local não se viabilize.

Vale ressaltar, por fim, que restrições de segurança não capturadas na atual metodologia do PDE podem levar a necessidade de indicação de expansão locacional diferente dessa análise. Como exemplo de situações desse tipo, podemos citar problemas dinâmicos relacionados ao desenvolvimento maciço de expansão não controlável, e condições hidrológicas desfavoráveis da bacia do Rio São Francisco com níveis de recorrência maior que a frequência histórica. Para melhor aferir essas restrições, é necessário aperfeiçoar a integração entre os estudos de geração e transmissão, bem como representar eventuais mudanças de perfil nas séries de vazões. Esses temas fazem parte da agenda de trabalho da EPE e, na medida em que amadureçam serão incorporados nos trabalhos futuros.

Dadas as variáveis de incerteza inerentes ao caráter indicativo da expansão da geração, cabe destacar, por fim, 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 DE FLEXIBILIDADE HORÁRIA

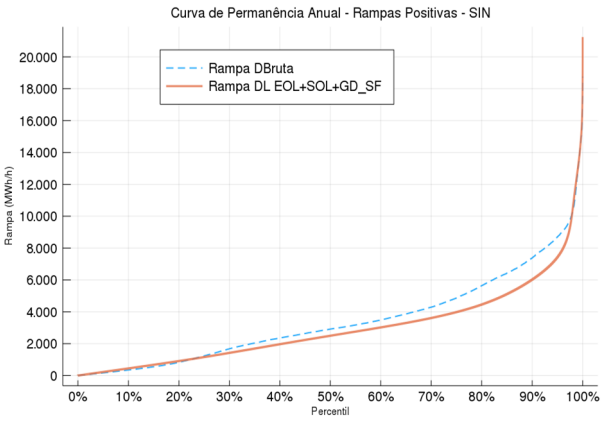
A partir da metodologia proposta, apresentada na seção 3.1, os requisitos de flexibilidade operativa em escala horária do SIN foram avaliados para todo horizonte do plano decenal. Nesta escala de tempo, os requisitos de flexibilidade estão diretamente associados às mudanças que afetam o balanço entre oferta e demanda de energia. Com o aumento da participação das fontes não controláveis, essas mudanças podem ser intensificadas, exigindo uma maior flexibilidade do sistema. Entretanto, vale ressaltar que a flexibilidade é necessária mesmo na ausência dessas fontes.

Para a análise que segue, foram consideradas amostras de curva de carga verificada agrupadas por mês, do período entre 2013 e 2018, e que foram normalizadas pela respectiva média mensal. Aplicando as projeções mensais de mercado de referência em cada p.u. dessas amostras, obtém-se informação para representar a carga probabilística futura. Vale sempre destacar a importância do desenvolvimento de metodologias para projeção de curvas de carga futura, como apresentado no capítulo 2. Essa informação é fundamental para a análise dos requisitos futuros e pode mudar sensivelmente as conclusões apresentadas.

Para estimar a geração horária das fontes eólica e solar, foram realizadas simulações a partir das medições de vento do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e simulações solarimétricas realizadas no modelo SAM (*System Advisor Model*), respectivamente. As amostras de carga e geração foram combinadas resultando em amostras de carga líquida. A partir das curvas de carga líquida é possível montar suas distribuições de probabilidade. O Gráfico

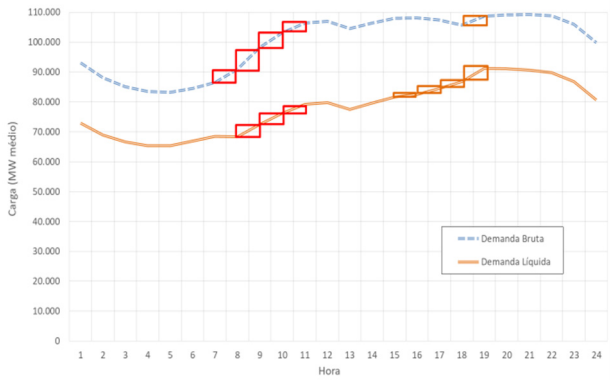
3-19 apresenta a distribuição das rampas horárias positivas[22] do SIN para o ano de 2029.

Gráfico 3-19 – Análise de demanda bruta e líquida do SIN em escala mensal – Ano de 2029



Percebe-se que, nessa avaliação, a distribuição da rampa de carga bruta fica acima da distribuição de rampa de carga líquida para a maioria das situações. Em outras palavras, do ponto de vista sistêmico e considerando o portfólio de expansão apresentado nesse PDE, dependendo do nível de risco aceitável os requisitos de rampa horária podem reduzir com a participação das fontes não controláveis. Para ajudar nessa interpretação, a título ilustrativo, o Gráfico 3-20 apresenta uma comparação entre perfis típicos da demanda bruta (DB) e a demanda líquida (DL) do SIN.

Gráfico 3-20 – Perfis típicos de carga bruta e líquida do SIN



Pela análise da curva típica, é possível perceber que a maior rampa da curva de carga bruta ocorre no início da manhã, quando a demanda ainda não é tão elevada. Ou seja, não existindo fontes intermitentes, o período da manhã é quando o sistema requer a maior variação horária de geração. Esse exemplo destaca a importante diferença dos serviços de flexibilidade e capacidade de potência. Deve-se considerar, entretanto, que rampas em momento de demanda baixa podem provocar impactos diferentes que em momentos de demanda alta, quando maior parte dos recursos já estão alocados para o atendimento à carga. Porém, uma vez bem mapeados os requisitos de capacidade e flexibilidade, e aferido que o sistema possui recursos suficientes para atendê-los, além do balanço energético, o problema passa a ser somente de alocação eficiente de recursos, para permitir o melhor uso dos mesmos.

Desagregando a curva típica do SIN em curvas típicas para o Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, apresentadas no Gráfico 3-21, observam-se rampas de diferentes magnitudes e, por vezes, em instantes não coincidentes entre as regiões.

Para o subsistema Nordeste a curva típica de carga líquida, considerando a geração das fontes eólica e solar fotovoltaica, implica numa rampa negativa no período da manhã e uma rampa positiva de maior intensidade no fim da tarde, coincidente com o instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica é reduzida. Destaca-se ainda que em determinadas horas do dia a geração das fontes não controláveis supera a carga desse subsistema. Já para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a alteração no perfil de carga líquida é definida pela acentuada redução da rampa de tomada de carga durante o período da manhã.

[22] Apesar de serem avaliadas apenas o conjunto de rampas positivas, onde o sistema requer um aumento de oferta, entende-se que é relevante considerar, em trabalhos futuros, as rampas negativas, pois essas refletem os momentos onde o sistema terá que reduzir a oferta, o que pode esbarrar em restrições como, por exemplo, tempo mínimo de operação, mas também pode permitir que usinas renováveis como as eólicas forneçam esse tipo de serviço, através de um corte de geração.

Gráfico 3-21 – Perfis típicos de carga bruta e líquida Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

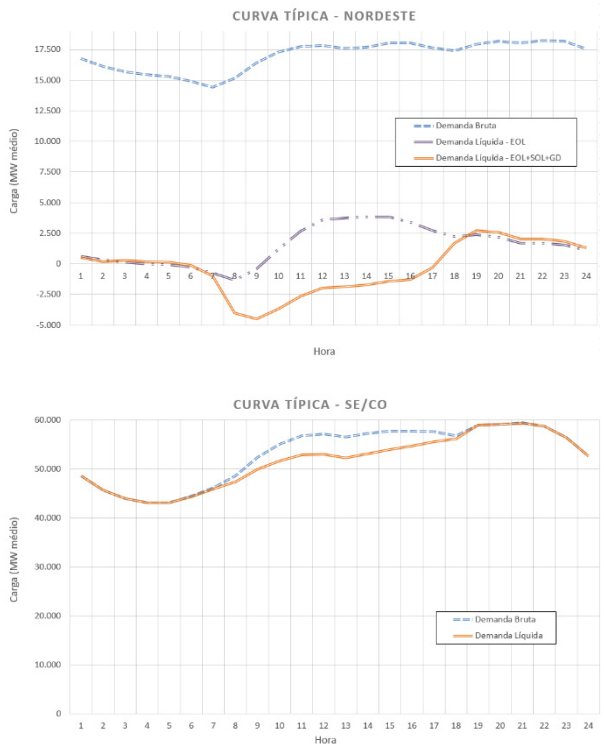
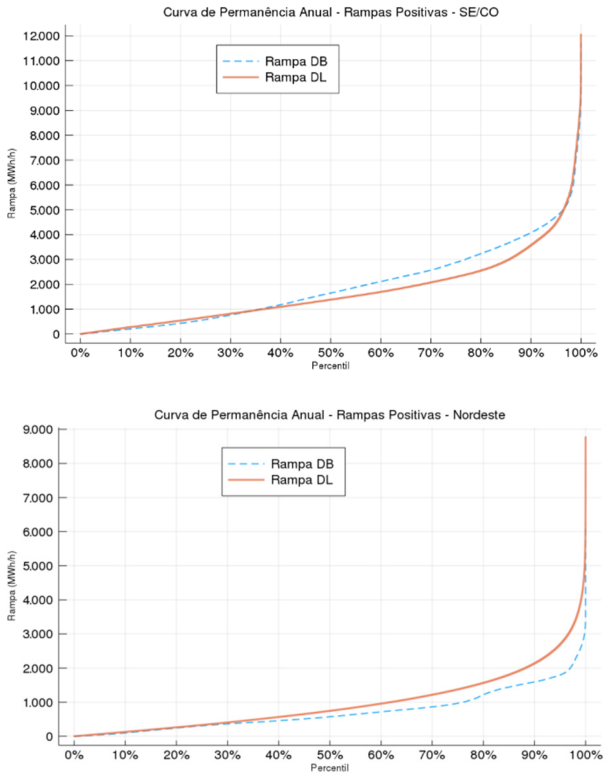


Gráfico 3-22 – Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO e NE em escala anual

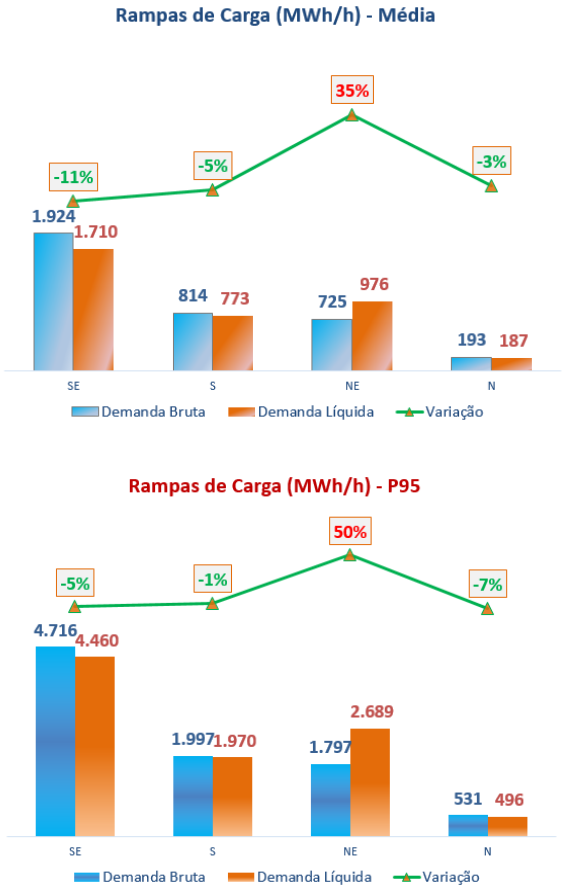


A geração dessas fontes, em função do efeito portfólio e da grande presença solar fotovoltaica no SE/CO, incluindo a parcela de GD, reduz de forma significativa a rampa durante o período da manhã, ainda que aumente a variação horária da carga no final da tarde. Porém, para os níveis de penetração considerados no PDE 2029 esse aumento ainda é menos intenso que a rampa matutina da curva de carga bruta, resultando em um benefício para o sistema, nessa condição. Cabe destacar novamente que esses resultados estão fortemente relacionados às premissas utilizadas. Qualquer alteração dessas premissas, como por exemplo as curvas de carga futuras, poderão mudar substancialmente as conclusões até aqui.

Quando avaliadas as distribuições de rampas de carga de cada um dos subsistemas, de forma individual, percebemos que nem todas as regiões apresentam o mesmo comportamento do SIN. O Gráfico 3-22 apresenta as curvas para o Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Como esperado, o maior impacto nas variações de carga é percebido no subsistema NE, em função da maior participação das fontes não controláveis nessa região.

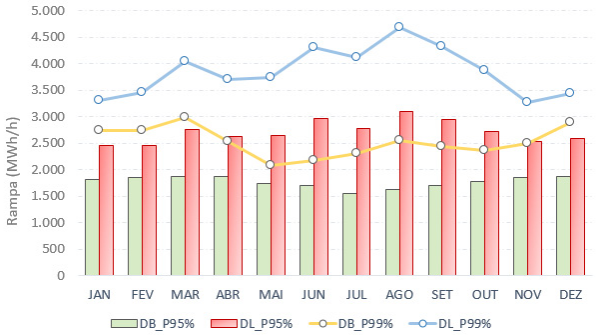
Enquanto a região Sudeste/Centro-Oeste reduz o seu requisito de rampa (o que propaga seu efeito para o SIN), pela coincidência do comportamento da carga com a geração fotovoltaica, na região Nordeste o aumento nos requisitos de flexibilidade operativa pode chegar a até 50% (cerca de 900MWh/h) de acordo com a métrica de risco utilizada. O Gráfico 3-23 apresenta a variação entre requisitos com e sem a participação das fontes intermitentes considerando a média das distribuições e o P95. Para esses dois níveis de risco, o Nordeste apresenta aumento de requisito, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Sul apresentam redução. Cabe destacar que os níveis de risco aqui analisados são apenas para ilustrar a metodologia e interpretar os resultados, não correspondendo a uma proposta de critério.

Gráfico 3-23 – Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes não controláveis por subsistema



Uma vez identificado o subsistema Nordeste como o mais impactado nos requisitos de flexibilidade, podemos realizar uma avaliação mais detalhada dessa região. Apesar de já indicar um aumento no requisito de flexibilidade, a análise de uma distribuição anual das rampas pode reduzir as perspectivas de risco, uma vez que existem padrões bastante distintos entre os meses e horas do dia, devido aos comportamentos sazonais. Por isso, a partir de uma análise mais detalhada das informações mensais, podemos obter padrões específicos que nos indiquem quais meses que concentram especificamente as maiores rampas de demanda líquida, permitindo assim indicar soluções de forma mais assertiva. O Gráfico 3-24 ilustra uma comparação entre as rampas observadas na demanda bruta e demanda líquida através de diferentes métricas, em cada um dos meses.

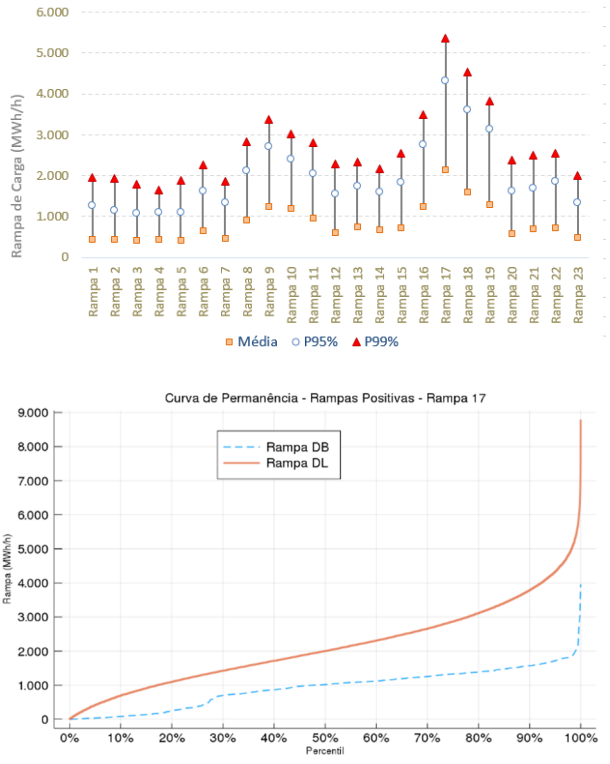
Gráfico 3-24 – Análise das rampas observadas na DB e DL do Nordeste – Escala Mensal



Considerando níveis de risco de 95% e 99%, por exemplo, observa-se que o requisito de rampa horária aumenta em todos os meses ao inserirmos as fontes não controláveis. Percebemos também que, apenas pela demanda, os maiores requisitos ocorrem entre dezembro e março e, com a introdução das fontes não controláveis as situações mais críticas migram para o período seco, entre junho e setembro (apesar de março ainda possuir um requisito elevado). Esses são meses com grande produção de energia eólica, o que pode explicar as grandes rampas observadas nesse período.

Aprofundando um pouco mais a análise, é importante verificar estatisticamente o intervalo de horas subsequentes onde são observados os maiores requisitos de variação de carga. Para isso, o Gráfico 3-25 ilustra uma análise da demanda líquida em escala intradiária. Esses gráficos foram construídos considerando as horas de todos os meses. Por exemplo, podemos perceber que a rampa entre as 17 e 18 horas tendem a ser mais elevadas durante o ano todo. Pela distribuição das rampas nesse horário, comparando a carga bruta e líquida, percebemos que existe um forte aumento com a presença das fontes não controláveis. Essa análise também é importante para auxiliar na definição de soluções para a eventual escassez de recursos de flexibilidade.

Gráfico 3-25 – Rampas a partir da Demanda líquida, em escala intradiária para o Nordeste



Apesar de ser uma abordagem inicial sobre o tema, já é possível identificar alguns padrões e trazer pontos relevantes para discussão com a sociedade.

O primeiro deles diz respeito ao suprimento local e sistêmico. A dispersão espacial dos recursos renováveis pode levar a impactos positivos quando analisamos o SIN como um todo, devido ao efeito portfólio, entre geração solar, eólica e a carga. Sob essa ótica, não foi identificado aumento do requisito de flexibilidade horária do SIN devido à participação de fontes não controláveis na configuração de referência do PDE 2029. Ressalta-se que, além do efeito portfólio, os impactos na curva de carga do SIN podem ter sido reduzidos pelo fato de que a demanda do sistema está em ordem de grandeza diferente das variações das fontes não controláveis. Ainda assim, a integração dos recursos e regiões pode ser bem aproveitada, reduzindo a necessidade de expansão de tecnologias específicas para o serviço flexibilidade de curto prazo.

Por outro lado, como pode haver grande concentração de recursos com o mesmo perfil em uma única região, a análise locacional não pode deixar de ser vista com muita atenção. É preciso garantir a existência de recursos que permitam o suprimento em todos os pontos da rede, e para isso o *trade off* entre a segurança proveniente do suprimento com recursos locais e a economicidade consequente da otimização global e uso de intercâmbios deve ser avaliado com muito cuidado.

Outro ponto importante diz respeito a possíveis identificações de padrões de comportamento que ajudem na busca por soluções não convencionais. Podemos perceber comportamentos sazonais e intradiários que podem direcionar diversos tipos de solução, tanto a partir de recursos de geração como pelo lado da demanda. A compreensão desses padrões ajudará na criação de serviços que induzam as soluções mais eficientes, preferencialmente focando na necessidade do sistema com neutralidade a tecnologias.

Posteriormente, é preciso iniciar as discussões sobre métricas que permitam aferir se o sistema está ou não escasso em flexibilidade. Como apresentado pela EPE nas discussões relacionadas a critérios de suprimento no âmbito do GT Modernização, para a proposição de critérios relacionados à flexibilidade é preciso, primeiro, mensurar os diferentes impactos que ela pode causar no sistema, aferindo assim, de fato, a sua eventual escassez. Isso exige um trabalho de desenvolvimento de ferramentas e base de dados[23], além de metodologias para projeção de curva de carga horária.

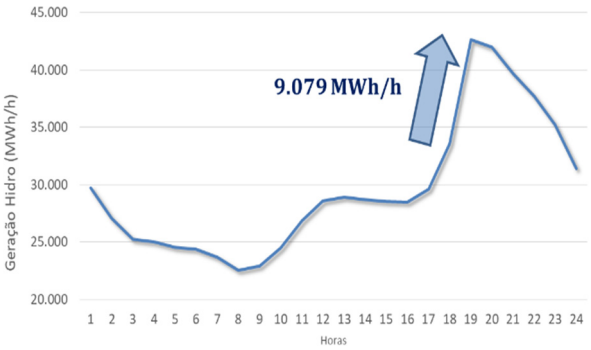
Por fim, de acordo com o apresentado no Gráfico 3-19, a avaliação da situação em 2029 para o SIN mostra a necessidade de cerca de 7.500 MWh/h para o atendimento aos requisitos de variação de carga considerando 95% das possíveis ocorrências

[23] Dentre os avanços de base de dados, podemos citar as informações referentes as taxas de variação de vazão defluente de cada hidrelétrica, por exemplo, além dos tempos de partida das usinas termelétricas, tempo mínimo em operação e fora de operação, dados de manutenção, entre outros. A coleta, organização e atualização dessas informações é um desafio complexo, que o sistema elétrico brasileiro está enfrentando para, dentre outras frentes, implantar o uso de modelos de simulação horária na operação e formação de preço.

(P95). É importante destacar que esse requisito, considerando a presença das fontes não controláveis, é inferior ao requisito considerando apenas as variações da curva de carga considerada. Já para se proteger de 99% das possíveis variações horários (P99) o requisito do sistema aumenta para 13.000 MWh/h, tanto para carga bruta como para carga líquida. Adicionalmente, de acordo com a perspectiva utilizada (coincidente ou não coincidente), uma análise dos limites de intercâmbio mais detalhada se faz necessária para verificação da existência ou não de margens para flexibilidade.

Historicamente as usinas hidrelétricas foram as responsáveis pelo suprimento desse serviço de flexibilidade no Brasil e ainda serão muito importantes no futuro. Considerando que rampas de produção realizadas no passado poderão ser repetidas no futuro, podemos estimar, de forma bem simplificada, um piso para a flexibilidade existente nessas plantas. A análise dos dados verificados demonstra que, em agosto de 2018, a variação de geração hidrelétrica do SIN no intervalo de 1h superou 9.000 MWh/h, conforme ilustrado no Gráfico 3-26. Somando a esse valor o montante de termelétricas com tempo de resposta até 1h, poderemos ter uma estimativa do montante de oferta que o sistema dispõe para atender os níveis de flexibilidade requeridos. Se avaliadas somente as termelétricas movida a gás natural com tecnologias que permitam o fornecimento desse serviço, como por exemplo aqueles com turbinas industrias ou aeroderivativas, as mesmas contemplam pouco mais de 55% da capacidade total do parque termelétrico projetado para 2029.

Gráfico 3-26 – Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018



Ao compararmos os requisitos de flexibilidade apresentados com a ordem de grandeza dos recursos disponíveis, podemos concluir que, uma vez solucionados os requisitos de capacidade de potência e energia, o SIN poderá lidar com as variações de rampa horária. Porém, isso não significa que as ações de desenvolvimento citadas não precisam ser tomadas. É fundamental o acompanhamento contínuo desse requisito e os avanços metodológicos que permitam aferir, com maior precisão, a escassez (ou não) de flexibilidade operativa no SIN.

BOX 3.4 – A EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU PAPEL NA EXPANSÃO

A queda dos custos de investimento da tecnologia solar fotovoltaica nos últimos anos é notória. Como exemplo, para o período entre 2010 e 2018, pode-se mencionar: (i) a *International Energy Agency* - IEA aponta uma queda de mais de 70%; (ii) o *National Renewable Energy Laboratory* – NREL afirma uma redução de cerca de 80%; e (iii) a *International Renewable Energy Agency* - IRENA aponta uma queda de 74% nos custos de investimento e 90% quando analisado somente os preços dos módulos fotovoltaicos nestes últimos 8 anos.

A premissa adotada para o PDE 2029 considera a recente evolução dessa tecnologia, especialmente no que se refere aos custos de investimento. Para definição dos valores, além de diversas referências devidamente avaliadas e criticadas, tanto internacionais quanto nacionais, considerou-se a evolução dos dados apresentados pelos empreendedores no processo de habilitação técnica dos 11 leilões regulados de energia realizados no Brasil com participação de empreendimentos fotovoltaicos. Uma análise sobre os projetos e custos de investimentos dos participantes desses leilões é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-091/2018-r0, publicada pela EPE em outubro/2018, onde percebe-se uma variação expressiva desses valores, quando considerados em termos de R$/kWp (ou até em US$/kWp). Essa situação se manteve nas informações de habilitação técnica para os leilões de 2019. Como exemplo, infere-se que os valores intermediários, declarados pelos empreendedores, situam-se na faixa de R$ 3.300 a 4.100/kWp. Também é importante destacar a variabilidade desses dados, com valores extremos bem distantes dos intermediários

Considerando a tendência de evolução desta fonte, espera-se que durante o horizonte decenal seus custos de investimento comprovem a tendência de baixa. Vale mencionar que esta redução pode vir tanto pela redução direta de custos de produção quanto pelo aumento da eficiência dos equipamentos.

Nesse sentido, é importante reconhecer a incerteza associada aos parâmetros da tecnologia solar fotovoltaica que subsidiam as análises do PDE. A título de sensibilidade, considerando uma redução de cerca de 30% do CAPEX dessa fonte, quando comparado com o caso de referência, percebemos que sua competitividade para a expansão apresenta uma grande variação.

É estimado que, com o CAPEX menor, a expansão fotovoltaica no horizonte decenal, considerando apenas a parcela centralizada indicativa, possa chegar a até 15.000 MW, ou seja, variando entre o montante indicado na Expansão de Referência e um pouco mais que seu dobro. Dentre premissas adicionais que também impactam nesses resultados, dois pontos merecem destaque. O primeiro deles diz respeito ao sinal locacional da expansão. Como o MDI define a expansão ótima considerando custos de geração e ampliação das interligações, a expansão indicada como ótima é sensível a necessidade de expansão adicional nas interligações. É importante, portanto, que os leilões contemplem os parâmetros locacionais na avaliação da competitividade das diversas opções de geração. Outro aspecto relevante diz respeito às políticas energéticas que possam levar a antecipação da expansão. Nesse caso, como o MDI identifica um custo adicional em momentos onde ele não seria necessário, isso pode levar a decisão ótima para uma expansão total menor do que aquela onde os custos são alocados nos momentos de maior necessidade

Esses e outros aspectos são relevantes, mas não podem ser tratados de forma desacoplada das demais variáveis que definem as decisões estratégicas de política energética. A EPE, através desse Plano, busca trazer elementos que possam contribuir para que as decisões sejam tomadas. É inconteste o relevante papel que a tecnologia solar fotovoltaica tem para a expansão do sistema elétrico brasileiro. A busca pelas melhores informações e as evoluções dos estudos de planejamento, visando um melhor aproveitamento desse e dos demais recursos energéticos, é um trabalho contínuo da EPE.

ANÁLISES DE SENSIBILIDADE (WHAT-IF)

Mantendo a abordagem de avaliar a expansão sobre múltiplas possibilidades, foram analisadas incertezas associadas ao processo de planejamento através de análises de sensibilidade em variáveis selecionadas, ou análises "*what if*". A construção dessas alternativas não tem a finalidade de prever o futuro, mas avaliar possibilidades futuras e contribuir para a preparação do sistema. Desse modo, o objetivo dessas sensibilidades é mostrar como o planejamento visualiza a resposta do sistema frente as incertezas analisadas, sobre algumas variáveis de interesse, visando fomentar a discussão com a sociedade. Eles são discutidos a seguir, em conjunto com seus resultados.

CASO 2: EXPANSÃO COM DIFERENTES PROJEÇÕES DE DEMANDA

A fim de explorar os efeitos das relativas ao crescimento do consumo de energia elétrica, neste PDE serão apresentadas duas expansões alternativas de demanda: trajetória superior e trajetória com demanda inferior. A Tabela 3-6 apresenta as respectivas taxas de crescimento anuais da carga.

A projeção de demanda superior apresenta uma taxa média de crescimento de 4.1% a.a., contra 3.6% a.a. da trajetória de referência. Isso resulta em uma carga de energia de, aproximadamente, 5.300 MWmédios a mais em 2029, com aumento médio durante o horizonte decenal de cerca de 2.900 MWmédios. Por outro lado, a projeção de demanda inferior apresenta uma taxa média de crescimento da carga anual de 2,9% a.a.. Isso resulta em uma carga de energia de, aproximadamente, 6.600 MWmédios a menos que a referência em 2029, com diminuição média durante o horizonte decenal de cerca de 3.600 MWmédios.

Para atender ao maior crescimento do mercado, as seguintes premissas foram alteradas em relação à Expansão de Referência:

- Limite superior para expansão eólica de 3.500 MW/ano a partir de 2027;
- Limite superior para expansão de carvão de 1.500 MW total até 2029;
- Limite superior para expansão total de térmicas a Gás Natural Nacional (como pré-sal e novas descobertas) de 4.000 MW até 2029.
- Redução do custo de investimento da opção solar fotovoltaica em 30%, resultando em aproximadamente, R$ 2.400/kW.

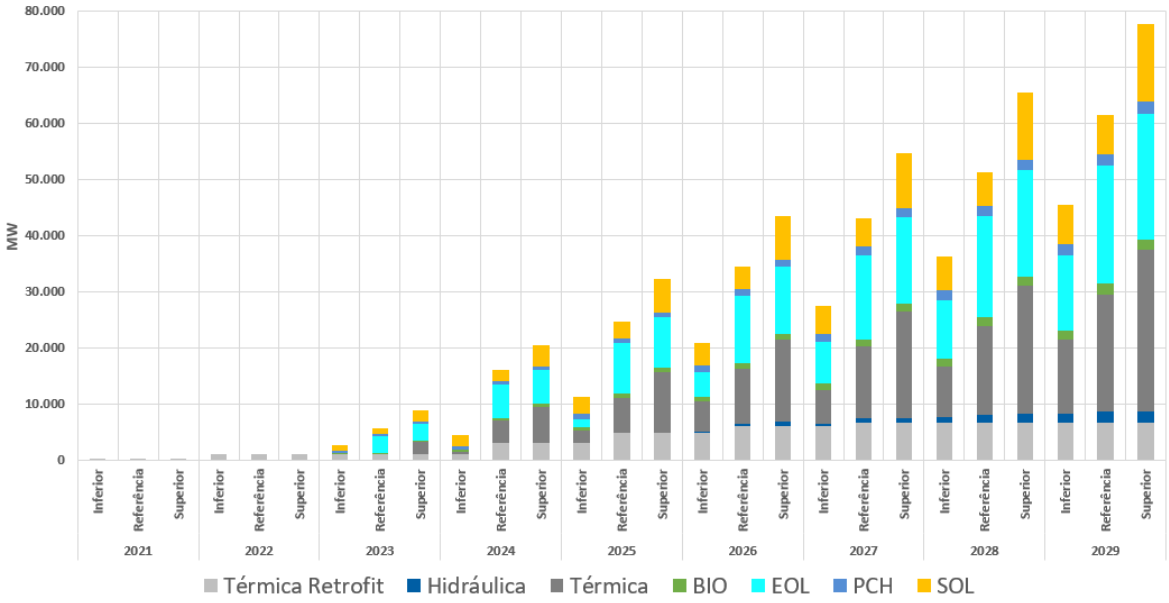
Para o caso de demanda inferior, foram mantidas as premissas do caso de referência

O Gráfico 3-27 apresenta a expansão resultante para essas duas alternativas.

Tabela 3-6 - Taxas de crescimento das trajetórias de demanda no SIN

Taxa de Crescimento (% a.a.)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Trajetória de Referência	3,4%	3,8%	3,6%	3,7%	4,0%	3,7%	3,6%	3,7%	3,3%	3,2%	3,2%
Trajetória Inferior	2,2%	2,9%	3,0%	3,1%	3,4%	2,9%	3,2%	3,0%	2,7%	2,9%	2,9%
Trajetória Superior	3,9%	4,4%	4,4%	4,6%	4,8%	4,0%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,6%

Gráfico 3-27 - Expansão Indicativa - Mercado Alternativo



A expansão resultante para o caso de demanda superior leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de, aproximadamente, 16.000 MW no fim do horizonte decenal em relação à trajetória de referência.

Neste caso há aumento da expansão eólica, mantendo-se no limite superior até 2029. Os limites superiores, nessa situação, também são alcançados para o carvão e térmicas a gás natural nacional, que apresentam 50% de inflexibilidade e um CVU mais baixo que o GNL flexível. Esse resultado demonstra que, com um maior consumo de energia elétrica, a competitividade da opção inflexível aumenta mesmo mantido os custos (fixos e variáveis) do caso de Referência. Em outras palavras, a maior carga reduz a perspectiva de vertimento do sistema, aumentando a atratividade das tecnologias de base.

A expansão de usinas fotovoltaicas também é superior neste caso, influenciado pela maior demanda e ao menor custo considerado, chegando ao final do horizonte com um aumento de cerca de 6.900 MW (totalizando 13.900 MW de expansão centralizada indicativa). Também há aumento de cerca de 4.000 MW de expansão de térmicas a GNL flexível (ciclo aberto e ciclo combinado), principalmente devido ao aumento da projeção de demanda até 2029.

O montante total de usinas hidrelétricas foi inalterado até o final do horizonte, ocorrendo apenas a antecipação do início da expansão das UHE Ercilândia e Castanheira.

Essa expansão requer aumento da estimativa de investimentos da ordem de R$ 48 bilhões, no período de 2021 a 2029, em relação ao caso de referência. Assim, o investimento a parcela indicativa da geração totaliza R$ 287 bilhões para atender ao mercado mais alto.

Já a análise da trajetória de demanda inferior é importante pois, caso não se realize o desenvolvimento econômico conforme previsto na trajetória de referência, torna-se necessário analisar um nível mínimo de expansão da oferta que será necessária, principalmente no curto prazo.

Há diminuição de expansão hidrelétrica de 280 MW e cerca de 7.500 MW de expansão eólica. Esta diminuição deu-se entre os anos de 2023 e 2025, sendo que, a partir, de 2026 a expansão nesse caso mantém o mesmo nível de incremento anual do caso de referência. Além disso, não houve expansão de usinas térmicas movidas a carvão e gás natural nacional. Novamente, fica claro a relação da demanda com a atratividade das tecnologias inflexíveis. O

menor crescimento da carga reduz a atratividade desses recursos, para as premissas consideradas, e para aumentar sua competitividade em uma trajetória de menor crescimento, é necessário que o nível de custo variável de operação seja menor que os utilizados nesse PDE.

Há também a diminuição de 6.500 MW de expansão de termelétricas a GNL flexível (ciclo aberto e ciclo combinado). Um ponto importante de se destacar é que, mesmo nesse caso, a expansão termelétrica se inicia em 2024, agora com aproximadamente 800 MW ao invés dos 3.800 MW do caso de referência. Isso evidência a importância de que ações para promover a contratação de fontes que possam suprir os requisitos de capacidade de potência sejam tomadas no curto prazo.

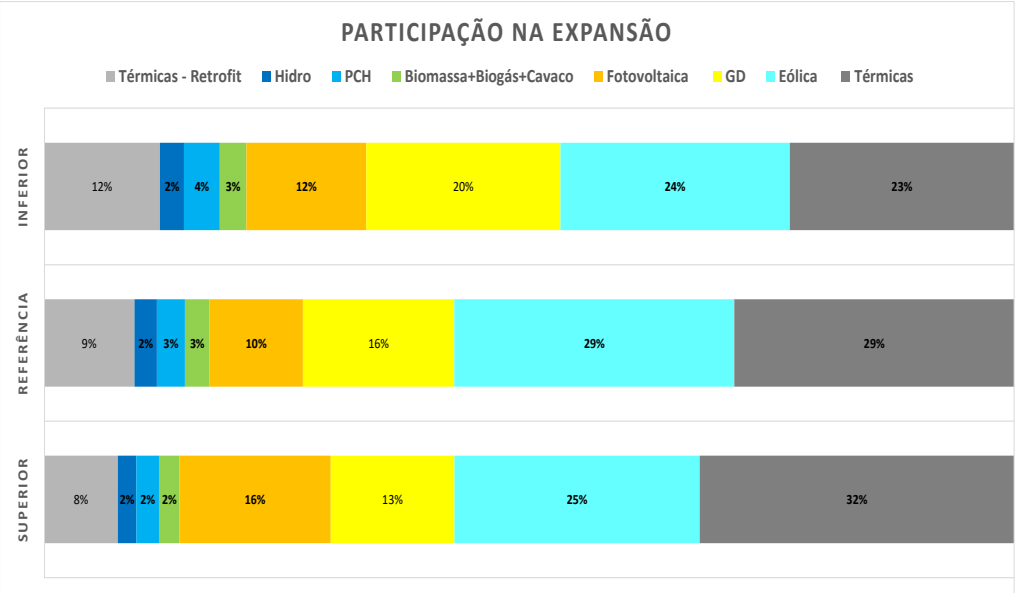
Essa expansão tem investimentos inferiores ao caso de referência da ordem de R$ 66 bilhões no período de 2021 a 2029, totalizando um investimento de R$ 172 bilhões para atender ao mercado mais baixo. A Tabela 3-7 apresenta a variação dos resultados dos dois casos em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-7 - UHE Indicativas - Mercado Alternativo

Fonte	Variação de Capacidade Instalada (MW) em relação à Expansão de Referência	
	Mercado Superior	Mercado Inferior
Gás Flexível – Sudeste	+ 1.286 MW	- 4.288 MW
Gás Flexível – Sul	+ 221 MW	- 1.573 MW
Gás Flexível – Nordeste	+ 1.448 MW	- 716 MW
Gás Flexível – Norte	+ 716 MW	-
Hidrelétrica	-	-280 MW
Carvão	+ 1.207 MW	- 292 MW
Gás – pré-sal	+ 3.000 MW	- 1.000 MW
Eólica	+ 1.500 MW	- 7.590 MW
Fotovoltaica	+ 6.895 MW	-
Cavaco de Madeira	-	- 300 MW

No Gráfico 3-28 é apresentada a participação relativa de cada fonte na expansão, para os casos alternativos. Em linhas gerais, a expansão em todos os casos mantém o mesmo *mix* de fontes de geração, com pequenas alterações devido ao perfil de demanda a ser atendida. A alteração mais significativa ocorre para a expansão fotovoltaica. Na trajetória superior ela apresenta maior participação, enquanto que na trajetória inferior a manutenção do mesmo piso leva a um aumento relativo.

Gráfico 3-28 – Participação das fontes na expansão dos diferentes crescimentos de mercado



Outro aspecto interessante dos resultados é que, no Caso de Referência e de demanda superior, considerando também a parcela fotovoltaica da geração distribuída, a expansão se dá, predominantemente, de forma equilibrada entre eólica, solar fotovoltaica e gás natural. Essas três fontes se mostram, nesse PDE, os principais indutores da expansão da oferta de eletricidade no horizonte decenal.

BOX 3.5 – PREPARANDO O CAMINHO PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NUCLEAR

O caso de referência do PDE 2029 apresentou uma expansão termelétrica total de 21.000 MW, de diversos combustíveis e tecnologias, tais como o Gás Natural, nacional e importado, e o Carvão Mineral. É fundamental mencionar que a expansão de geração termelétrica agrega segurança eletro-energética e, conforme já abordado anteriormente, provê energia e potência ao sistema.

Outra importante candidata à expansão termelétrica no país, além das mencionadas anteriormente, é a geração nuclear. Esta fonte aparece como um recurso tecnicamente viável, não emissor de GEE e pode desempenhar um papel estratégico para o país do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico e de soberania nacional. O Brasil possui a sexta maior reserva global de Urânio, detêm a tecnologia de beneficiamento e enriquecimento e a capacidade de fabricação dos elementos combustíveis a serem usados nas plantas nucleares. Adicionalmente cabe mencionar que a instalação de usinas nucleares requer pequenas áreas e pode ocorrer relativamente próxima aos centros de carga do sistema, reduzindo investimentos e as perdas de transmissão.

Para podermos contar com projetos de geração nuclear para expansão termelétrica, é fundamental desenvolver projetos adequados do ponto de vista econômico-financeiro, de engenharia e socioambiental. Há de se ressaltar que a fase de pré-desenvolvimento deste tipo de projeto é relativamente longa, necessitando de uma série de estudos e medidas preparatórias para permitir, inclusive, o seu adequado licenciamento. Desta forma, para que no futuro ocorra a entrada de novas usinas nucleares no Brasil, faz-se necessário desenvolver algumas atividades preparatórias já no horizonte deste Plano Decenal.

A Eletronuclear, em conjunto com a COPPE/ UFRJ desenvolveu no passado um extenso estudo abrangendo todo o território nacional, que identificou 40 grandes áreas tecnicamente propícias para a instalação de novas centrais nucleares. Na sequência desse estudo, potenciais sítios específicos foram identificados em algumas dessas áreas, cabendo assim aprofundar esses estudos para comprovar sua adequabilidade.

Algumas medidas devem ser providenciadas de modo a preparar o setor nuclear para o início do desenvolvimento de implantação de uma expansão dessa opção no Setor Elétrico Brasileiro, dentre as quais podemos destacar:

(i) Maior aprofundamento dos critérios visando novas áreas potenciais de localização de futuras centrais nucleares;
(ii) Definição governamental sobre quais sítios deverão ser desenvolvidos buscando maior detalhamento das informações;
(iii) Levantamento das informações visando a comprovação (ou não) do local eventualmente selecionado;
(iv) Início dos licenciamentos ambientais; entre outros.

Por fim, é fundamental destacar que diante dos valores de investimentos envolvidos, os projetos de novas centrais nucleares irão requerer a participação da iniciativa privada, preservando, contudo, as restrições constitucionais de controle da sociedade pelo Estado. Assim, novos modelos de negócio e o arcabouço legal e regulatório precisam ser definidos ou revistos.

CASO 3: MAIOR OFERTA DE GÁS NATURAL

O Ministério de Minas e Energia, em conjunto com o Ministério da Economia, vem coordenando o programa "Novo Mercado de Gás", com objetivo de desenvolver um mercado de gás natural no Brasil mais aberto, dinâmico e competitivo. O programa está sustentado em quatro pilares, destacando-se a "integração do setor de gás natural com o setor elétrico".

Dentre as opções que podem contribuir para uma maior oferta de gás natural nacional, especialmente no que se refere a consideração de preços menores que a referência de GNL, podemos citar o aumento da produção das bacias do pré-sal, no sudeste do país, e as recentes descobertas de outras bacias no pós-sal, como em Sergipe, além da renegociação do acordo de fornecimento de gás natural importado da Bolívia.

A Alternativa de Referência deste PDE já considera, além das termelétricas com custo de gás natural referenciado ao preço de GNL (com CVU de referência de 336 R$/MWh para a oferta 100% flexível), a opção de usinas com gás natural nacional, cujo CVU de referência é de 193 R$/MWh. Além do menor custo variável unitário, e diante da maior probabilidade de o suprimento de gás ser proveniente de campos associados a petróleo, essas usinas tendem a apresentar um índice mais elevado de inflexibilidade operativa, que pode alterar algumas características do sistema, principalmente no que se refere à operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas e à disponibilidade de potência e flexibilidade que elas poderão propiciar ao sistema elétrico.

Nesse contexto, o objetivo deste *what-if* é avaliar a competitividade das UTE a gás natural considerando uma redução no futuro ainda maior nos preços do combustível em função do aumento da oferta de gás nacional. Com uma maior oferta de gás natural a preços mais competitivos, uma maior participação de termelétricas, inclusive com níveis de inflexibilidade, é esperada quando comparado ao caso de Referência. Adicionalmente, espera-se também um menor custo total de investimento e operação para o sistema.

Nesse sentido, foram consideradas as seguintes premissas adicionais àquelas descritas para o Caso de Referência:

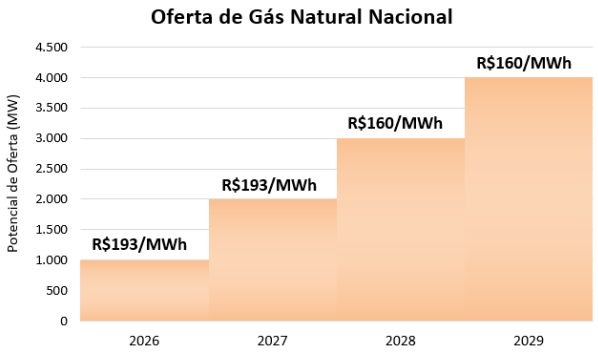
- Expansão uniforme em dois *steps* (cujo montante foi otimizado pelo MDI) para o Gás Natural Nacional: entre os anos de 2027 e 2030; e entre 2031 e 2033, em consonância com a disponibilidade de oferta do gás;

- Limite máximo de 1.000 MW/ano, a partir de 2026;

- UTE com gás nacional com Inflexibilidade de 50% da capacidade instalada, constante em todos os meses do ano;

- Oferta de preços e montantes conforme Gráfico 3-29, distribuídos entre as regiões Sudeste e Nordeste.

Gráfico 3-29 - Oferta de Gás Natural Nacional



O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade. O MDI optou por reduzir em cerca de 1.700 MW a expansão termelétrica a GNL flexível, ao mesmo tempo em que adiciona mais 1.600 MW de termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade, totalizando assim 2.600 MW dessa tecnologia no horizonte decenal. Além de apresentar uma capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU, que leva também a uma maior probabilidade de despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Neste caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se um fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o GN Nacional,

enquanto que as usinas à GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido. Isso leva também a uma redução da expansão de outras fontes, que contribuem para o balanço de energia no horizonte decenal, como a eólica e hidrelétrica, de aproximadamente 500 MW e 140 MW, respectivamente. Além disso, termelétricas a carvão deixam de participar da expansão até o fim do horizonte, com a retirada dos cerca de 300 MW pelo MDI, em função da perda de competitividade da tecnologia frente ao GN com preço mais baixos. A Tabela 3-8 apresenta a variação dos resultados dessa sensibilidade em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-8 - Diferenças entre *what if* de maior oferta de Gás Nacional e caso de referência

Fonte	Variação de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 1.657 MW
Gás Flexível – Sul	+ 383 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 435 MW
Hidrelétrica	- 140 MW
Carvão	- 293 MW
Gás Nacional – Menor CVU	+ 1.651 MW
Eólica	- 506 MW

Sobre esses resultados, é possível estabelecer algumas conclusões importantes. A primeira delas é a respeito da participação de usinas termelétricas inflexíveis, com gás natural a preços mais competitivos na expansão do parque gerador. Usinas com essa característica, que tendem a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre preço do gás natural, eficiência de geração e nível de inflexibilidade, em relação ao "prêmio pela flexibilidade". Os custos de operação mais baixos (com valores de 160 e 193 R$/MWh ao invés de 336 R$/MWh) propiciam um cenário mais favorável para a expansão de UTE a gás natural nacional, onde estas tornam-se mais competitivas frente a outras termelétricas que utilizam GNL ou carvão nacional como combustíveis, mesmo considerando o CVU relativamente baixo do carvão nacional. Destaca-se, porém, que a atratividade dessas usinas é limitada e se reduz à medida que elas passem a fazer parte da expansão, principalmente em cenários de grande participação de fontes renováveis com CVU nulo.

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas utilizando o combustível mais competitivo praticamente substitui um montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis, destinadas ao atendimento de energia e potência, contempladas na Alternativa de Referência. Nesse *what if*, espera-se que as usinas a gás nacional se concentrem nas regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior proximidade dos campos de produção e das unidades de processamento de gás natural.

Outro ponto importante é o impacto que a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato pode causar na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito é muito importante para o sistema e vem sendo estudado pela EPE. A busca pelo nível ótimo econômico, que equilibre a expansão de oferta específica para suprimento de potência com as mudanças na operação dos reservatórios para preservar a flexibilidade neles disponível, é objeto de trabalho em parceria da EPE com o ONS. Tão logo os resultados estejam maduros, serão colocados em ampla discussão com a sociedade.

CASO 4: CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA

No âmbito do grupo de trabalho que vem discutindo, ao longo de 2019, as ações necessárias para a modernização do setor elétrico brasileiro a EPE coordenou o subgrupo responsável por propor novos critérios de suprimento. Essa proposta visa substituir aos critérios vigentes[24] de igualdade entre

[24] Estabelecidos pelas Resoluções CNPE n° 1 de 2004 e n°9 de 2008.

CMO e CME e limite de risco de déficit de energia de 5%. Na proposta submetida à consulta pública em julho de 2019 foi sugerido que, além da adequação dos critérios relacionados à energia, fossem introduzidos critérios explícitos para o suprimento de potência.

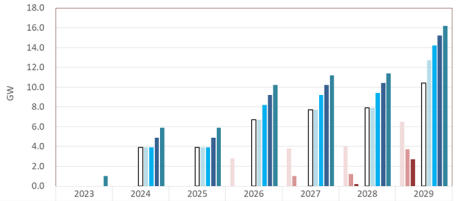
A introdução desse novo critério é de fundamental importância quando o SIN passa a precisar de expansão específica para esse serviço, como vem sendo apresentado desde o PDE 2026 e reforçado nos planos subsequentes. O critério de suprimento de potência auxiliará na definição do montante de oferta necessária, sinalizando para o planejamento o nível de risco desejável. O presenta *what if* aborda essa questão, sob a ótica da expansão, mostrando os impactos de diferentes critérios na necessidade de oferta adicional do sistema.

Como apresentado na seção 3.5.1, o caso de referência contemplou uma expansão termelétrica indicativa que contém uma parcela significativa para o suprimento de potência. Como essa parcela agrega pouca energia para o sistema, e a fim de isolar apenas o efeito do suprimento de capacidade de potência, para este *what if* foi utilizada a mesma política de operação dos reservatórios, obtida com o modelo Newave, do caso de referência.

Foram propostos casos com menor oferta termelétrica, a fim de degradar o suprimento de potência e casos com maior oferta, visando o efeito contrário. Para reduzir a oferta, uma parcela da expansão termelétrica indicativa foi reduzida a cada ano, retirando o montante de maior CVU (que possuem características mais condizentes com o serviço de suprimento de potência). Para aumentar a oferta, foi inserida oferta adicional nos momentos de maior necessidade de suprimento de potência, de modo a reduzir, a cada mês, o valor esperado de corte de carga nos 5% piores cenários de potência não suprida do SIN ($CVaR_{5\%}$).

O Gráfico 3-30 apresenta 8 variações na expansão termelétrica indicativa a gás natural de maior CVU, em relação ao caso de referência. Neste gráfico, as opções 1 a 4 são as de menor oferta e as opções 5 a 8, as de maior oferta. Foram então realizadas simulações, com 87 cenários históricos de vazões naturais, para o atendimento à demanda máxima em cada uma dessas configurações.

Gráfico 3-30 - Variações na Expansão Termelétrica Indicativa a Gás Natural de maior CVU

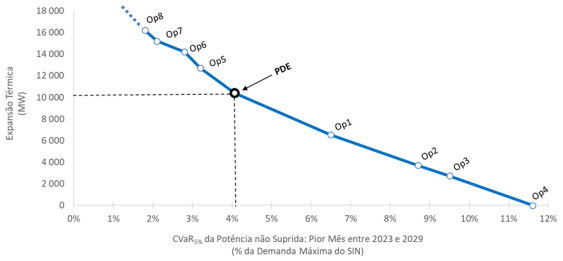


	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Op1 = Sem expansão até 2025 (- 3,9GW)	0.0	0.0	0.0	2.8	3.8	4.0	6.5
Op2 = Sem expansão até 2026 (- 6,7GW)	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.2	3.7
Op3 = Sem expansão até 2027 (- 7,7GW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7
Op4 = Sem expansão até 2029 (- 10,4GW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PDE (Expansão de Referência)	0.0	3.9	3.9	6.7	7.7	7.9	10.4
Op5 = Mais 2,3GW a partir de 2029	0.0	3.9	3.9	6.7	7.7	7.9	12.7
Op6 = Mais 3,8GW a partir de 2026	0.0	3.9	3.9	8.2	9.2	9.4	14.2
Op7 = Mais 4,8GW a partir de 2024	0.0	4.9	4.9	9.2	10.2	10.4	15.2
Op8 = Mais 5,8GW a partir de 2023	1.0	5.9	5.9	10.2	11.2	11.4	16.2

O Gráfico 3-31 relaciona a variação de potência em relação ao Caso de Referência e o respectivo $CVaR_{5\%}$ da potência não suprida para cada caso. O caso de referência do PDE 2029 foi ajustado para que o $CVaR_{5\%}$ fosse inferior a 5% da demanda máxima instantânea em todos os meses do horizonte. Esse critério, apesar de não oficial, sinaliza que a interrupção média para os 5% piores cenários seja equivalente ao requisito de reserva operativa relacionado à demanda.[25] Para o Caso de Referência do PDE, a situação mais crítica apresentou 4,1% da demanda máxima instantânea como maior $CVaR_{5\%}$, sendo esse o valor do eixo das abscissas correspondente ao ponto "PDE" destacado no Gráfico 3-31.

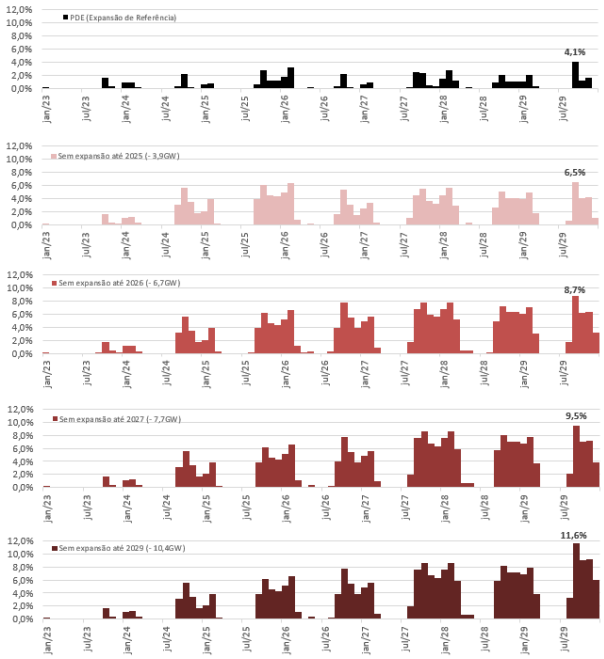
[25] Além do requisito de reserva operativa associada às variações da demanda, o PDE 2029 acrescenta o requisito de reserva operativa associado às incertezas da geração eólica, conforme metodologia proposta pelo ONS na Nota Técnica DPL-REL – 0069/2019, "Limites de Transferência de Energia entre Regiões e Geração Térmica Por Restrições Elétricas para o Período de Maio de 2019 a Dezembro de 2023", de Março/2019

Gráfico 3-31 - Atendimento à Demanda Máxima do SIN por Expansão Térmica a Gás (Ciclo Aberto)



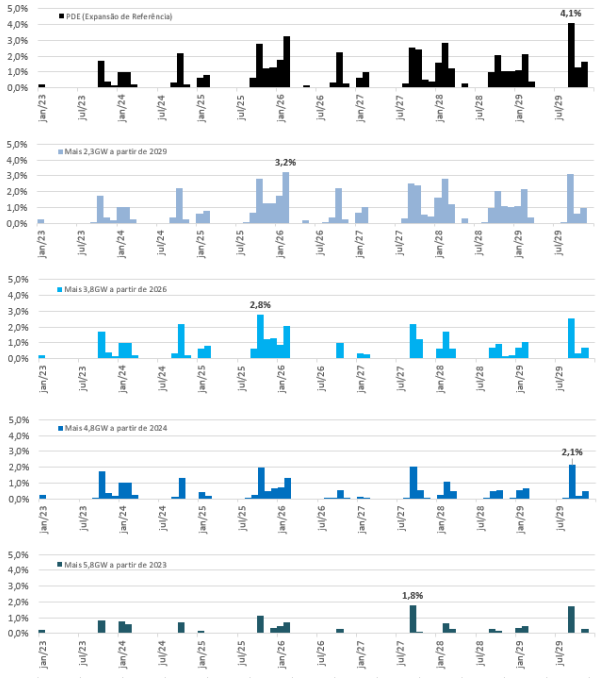
O primeiro caso analisado (Op1) retira a expansão termelétrica de 2024, reduzindo a oferta em cerca de 3.900 MW. Isso leva o maior $CVaR_{5\%}$ do horizonte para 6,5% da demanda máxima, em 2029. Entende-se então que, nesse ponto de operação, a redução de 3.900MW de oferta de potência firme resulta em um aumento de 2,4% do corte de suprimento de potência médio nos 5% dos piores cenários, par ao período mais crítico. Especificamente para este caso sem essa oferta, o $CVaR_{5\%}$ em 2024 chega a 5,6% da demanda máxima e, em 2025 já supera 6%. Quanto menor a oferta termelétrica maior o CVaR de potência não suprida, confirmando assim a coerência dessa métrica de risco. Na situação extrema, onde toda a oferta termelétrica para suprimento específico de potência é retirada (Op4), o $CVaR_{5\%}$ do pior mês ultrapassa 11,5% da demanda máxima. Os resultados de $CVaR_{5\%}$ para todos os meses, nas situações de redução da oferta podem ser vistos no Gráfico 3-32.

Gráfico 3-32 - $CVaR_{5\%}$ da Potência não Suprida para Redução da Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)



Por outro lado, à medida em que é incluída oferta adicional, o sistema passa a contar com um atendimento mais confortável, com menor probabilidade e impactos do corte de carga. Como o pior CVaR5% do cenário de referência ocorre em 2029, ao adicionarmos 2.300 MW de oferta adicional neste ano (Op5), reduzimos esse corte médio de 4,1% da demanda máxima para 3,1%. Dessa forma, o maior CVaR5% de 2029 se aproxima ao de 2026 (Op6), que é de 3,2% da demanda. Para reduzi-los ainda mais, é necessário, além da oferta adicional em 2029, um incremento de 1.500 MW em 2026, que é suficiente para levar esse corte médio para 2,8% da demanda máxima. Na situação extrema analisada, se o critério for que, em nenhum momento, o CVaR5% ultrapasse 2% da demanda máxima, será necessário adicionar 5.800 MW de oferta (Op8) em relação ao cenário de referência (distribuídos entre os anos conforme Gráfico 3-30), para esse serviço. Os resultados com aumento da oferta podem ser vistos no Gráfico 3-33.

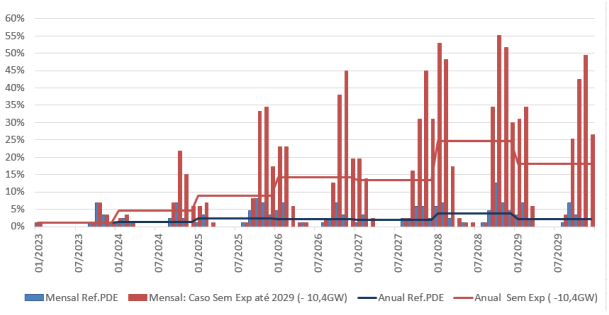
Gráfico 3-33 – CVaR5% da Potência não Suprida para Aumento na Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)



Sob a ótica do risco de déficit de potência, o caso analisado de maior redução na expansão, sem 10.400 MW de oferta termelétrica, apresenta valores elevados ao longo do horizonte. O Gráfico 3-34 compara o risco de déficit de potência desse caso com o obtido com a trajetória de referência. Nota-se que, sem a expansão indicativa, os riscos de déficit mensais são elevados já a partir de 2024, chegando a atingir 55% em 2028. Por outro lado, o maior risco de déficit de potência considerando a Expansão de Referência foi de 12,6%. Os meses que apresentaram maiores riscos mensais de déficit são aqueles compreendidos entre setembro e fevereiro, onde estão os meses de maior demanda e também de baixa disponibilidade hidráulica. Portanto, os incrementos na expansão para potência da trajetória de referência promoveram uma significativa redução nos riscos mensais de déficit, principalmente nesses meses do ano.

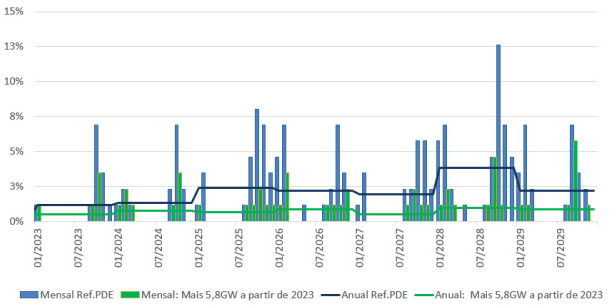
Mudanças operativas também podem ser adotadas no sentido de utilizar a oferta adicional como um recurso de antecipação do despacho termelétrico, com o objetivo de manter os reservatórios mais cheios no período seco, aumentando a segurança do suprimento de potência.

Gráfico 3-34 - Risco de Déficit de Potência Referência x Caso Sem Expansão de 10.4GW até 2029



Dentro do contexto da análise realizada para o $CVaR_{5\%}$ para o caso de referência, onde obtivemos o corte médio de carga para os 5% piores cenários mensais, o Gráfico 3-35 permite avaliar com mais detalhe quais meses apresentaram riscos superiores a 5% e, ao mesmo tempo, comparar com o risco de déficit de um caso com uma expansão maior que o Caso de Referência (5.800 MW de expansão a mais, a partir de 2023). Embora o risco médio anual do caso de referência do PDE seja inferior a 5%, há uma grande variação ao longo dos meses do ano. Essa variação se reduz no caso com maior expansão. O caso com o acréscimo de 5.800 MW na expansão faz com que o maior risco mensal se reduza de 12,6% para 5,7%

Gráfico 3-35 - Risco de Déficit de Potência Referência x Caso com mais 5.8GW de Expansão a partir de 2023



Esse *what if* permite perceber que, quanto menor for a interrupção aceitável maior deverá ser a oferta adicional para suprimento de potência. Porém, o benefício agregado por essa oferta tende a reduzir à medida em que ela for dimensionada para riscos cada vez menores. A inclinação da curva apresentada no Gráfico 3-31 explicita esse entendimento.

Para que o sistema saia de um $CVaR_{5\%}$ de 2,1% da demanda máxima (Op7) para 1,8% da demanda máxima (Op8), ou seja apenas 0,3% de redução do corte médio, é necessário um incremento de 1.000 MW de oferta. Já no outro extremo da curva, percebemos que a redução dos mesmos 1.000 MW leva o $CVaR_{5\%}$ da potência não suprida de 8,7% (Op2) para 9,5% da demanda máxima (Op3).

Isso significa que para situações mais confortáveis de atendimento de potência, acréscimos de oferta afetam muito pouco a qualidade de atendimento quando comparada com situações no outro extremo, quando uma redução de oferta de mesmo valor acarreta maior impacto na qualidade de atendimento. Desse modo, é importante que nas situações de qualidade favorável de atendimento a expansão da oferta destinada ao atendimento de potência seja feita ao menor custo fixo possível nas situações de qualidade favorável de atendimento.

No caso de referência, a tecnologia selecionada para a realização do serviço de capacidade de potência foi a termelétrica a ciclo aberto. Nesse sentido, é fundamental a discussão sobre tecnologias alternativas para esse serviço. Diversas opções são tecnicamente viáveis para esse fim, e o próximo *what if* busca discutir a participação de duas delas.

CASO 5: ALTERNATIVAS PARA O SUPRIMENTO DE POTÊNCIA: RESPOSTA DA DEMANDA E MODERNIZAÇÃO DE UHE

As análises deste PDE reafirmam a necessidade de tecnologias para suprimento de capacidade de potência ao sistema, como tem sido apresentado nos últimos anos. A Expansão de Referência para esse serviço é representada por usinas termelétricas, mas a EPE entende que diversas tecnologias são tecnicamente viáveis e exigem aperfeiçoamentos no desenho de mercado para que possam ter sua viabilidade econômica aferida.

Pela análise dos resultados da simulação, é esperado que as usinas que suprirão esse serviço tenham um baixo fator de despacho. Adicionalmente, foi apresentado pelo *what if* anterior que o montante de oferta para suprir os requisitos de capacidade de potência pode variar de acordo com o nível de risco aceitável. Cabe perceber que, quanto menor o risco desejado pela sociedade para a interrupção de suprimento, maior será a necessidade de oferta adicional. E quanto maior essa oferta, menor será o seu fator de despacho, resultando em um grande volume de investimentos em ativos com baixo fator de utilização.

Portanto, é fundamental que o sistema brasileiro esteja preparado para receber soluções alternativas para esse suprimento, principalmente aquelas soluções com o menor custo fixo possível. Nesse sentido, duas opções podem contribuir caso sejam criadas as condições de mercado necessárias: a modernização (e repotenciação) das usinas hidrelétricas e a resposta pelo lado da demanda.

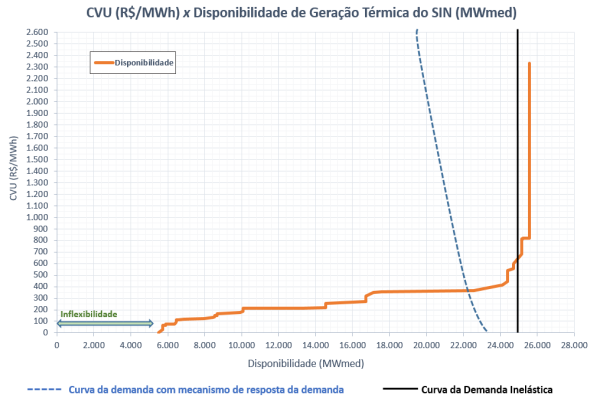
O Box 3.2 abordou os benefícios da modernização das usinas hidrelétricas sob diversos aspectos. Para esse *what if* será considerado apenas o benefício de suprimento de potência, que como citado pode variar entre 5% e 20% da potência instalada na usina candidata. Para tal foi considerado um investimento de R$ 3.000/kW e um potencial total de 2.000 MW, separados entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, limitados a 500 MW/ano a partir de 2026. Para representar o benefício de potência para o sistema, foi considerada uma disponibilidade de potência mensal, condizente com a sazonalidade de cada região, para cada série hidrológica simulada no MDI.

Outro importante recurso que deverá ser incorporado no processo de planejamento da expansão é a resposta da demanda. A EPE vem se debruçando nesse assunto e publicou, em julho de 2019 a Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/2019-r0 intitulada "Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético", que traz uma pesquisa internacional sobre os tipos de produto associados a resposta da demanda pelo mundo, além de listar os desafios para a sua representação nos estudos de planejamento.

Como apresentado neste documento, os tipos de resposta da demanda podem ser classificados em resposta a preço e resposta por incentivo. A resposta da demanda baseada em incentivos, que será representada neste caso, oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em

momentos críticos para o sistema. São produtos despacháveis, ou seja, são acionados através de uma ordem de despacho do operador, voltados principalmente ao mercado atacadista. Um exemplo deste mecanismo é o projeto-piloto realizado pelo ONS e CCEE. Mercados com mecanismo de resposta da demanda ofertado aos consumidores permite que os mesmos respondam às condições do mercado, fazendo com que a curva da demanda assuma novo formato. Dessa forma, como mostrado no Gráfico 3-36, com este mecanismo a demanda de energia deixa de ser inelástica (quando a quantidade demandada não reage a alterações de preços), mudando o consumo perante alterações nos preços da energia. Com este perfil, e consequente diminuição da demanda a ser atendida pelo parque gerador, o custo total de atendimento ao sistema fica menor, devido principalmente à redução do despacho termelétrico.

Gráfico 3-36 – Exemplo de impacto da Resposta da Demanda na curva de oferta x demanda



A resposta da demanda baseada em preços não será modelada neste caso, mas a mesma se apresenta também como forte mecanismo de diminuição da demanda máxima. O capítulo 2 apresenta em um *box* uma abordagem sobre a consideração da resposta da demanda baseada em preços. A EPE continua trabalhando para a introdução desta tecnologia em seus estudos.

Para modelar a resposta da demanda no MDI, ela foi representada como uma usina termelétrica, disponível para a expansão a partir de 2026, com custo fixo[26] de R$ 146,59/kW.ano e custo variável de R$ 464/MWh.[27]

Como resultado, este caso expandiu toda a oferta disponível das duas tecnologias candidatas (2.000 MW de modernização de UHE e 2.000 MW de resposta da demanda), com diminuição do mesmo montante de usinas termelétricas, que prestavam esse mesmo serviço, levando a reduções no custo total de investimento e operação do sistema. Vale mencionar que uma parte significativa dessa redução da necessidade de complementação de potência (2.750 MW) se dá entre os anos de 2026 e 2027, quando essa oferta foi disponibilizada ao modelo. A redução no custo total de investimento em relação à alternativa de referência foi da ordem de R$ 4,8 bilhões, até 2029. A Tabela 3-9 sintetiza a diferença da variação da capacidade instalada entre os dois casos.

[26] Para programas de resposta da demanda com compromissos de longo prazo, como aqueles relacionados no PDE, é comum o pagamento de componente de remuneração fixa. Este componente visa não apenas cobrir custos fixos incorridos pelo consumidor participante em viabilizar a redução de demanda mas também é um dos instrumentos que permitem a gestão de riscos associados a incerteza no instante de acionamento. Há grande variação de custos fixos entre produtos de resposta da demanda ao redor do mundo, variando devido ao desenho de mercado, robustez dos programas e número de participantes. Para este caso será utilizado como custo fixo o preço teto para um leilão de receita fixa de R$ 146.587,94/MW-ano indicado em (ANEEL, 2019).

[27] O custo variável da resposta da demanda de R$464/MWh representa o valor médio do CVU ao longo dos anos das térmicas para atendimento a ponta indicadas no PDE 2029. Este valor está dentro dos valores já ofertados pelo programa de resposta da demanda realizado pelo ONS e CCEE, com valor inferior ao lance vencedor já despachado pelo operador do sistema.

Tabela 3-9 - Diferenças entre *what if* de Alternativas de Potência e trajetória de referência

Fonte	Variação de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 2.797 MW
Gás Flexível – Sul	- 713 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 221 MW
Modernização UHEs	+ 2.000 MW
Resposta da Demanda	+ 2.000 MW
Carvão	- 235 MW

Com relação ao papel de cada tecnologia no sistema, a modernização de UHE aumenta a capacidade de modulação de potência sempre que o recurso hidráulico estiver disponível, considerando o limite de potência por altura de queda dos reservatórios. Como essa tecnologia não apresenta custo variável de operação, o despacho esperado no atendimento aos momentos de maior requisito é elevado. Essa opção desloca todo o parque termelétrico utilizado para atendimento à ponta que não havia sido despachado por razões energéticas.

Já a resposta da demanda, por poder apresentar um custo variável, que pode ser elevado, tende a operar apenas quando sistema já utilizou as tecnologias mais baratas. Dessa maneira, ela apresenta um fator de despacho aderente ao das usinas termelétricas de CVU equivalente. A resposta da demanda também atua aumentando a segurança do sistema em momentos mais críticos, mas como seu custo fixo é menor que de uma nova planta, a alocação de recursos pode ser mais eficiente com o seu uso. Há de se ressaltar, entretanto, que diferentemente das usinas termelétricas, em situações energéticas extremas, onde o despacho deve ser sustentado por um longo período, a resposta da demanda tem contribuição limitada. Nesse caso, uma redução de consumo por longos períodos pode gerar impactos negativos.

Em resumo, o desenvolvimento desses recursos para o SIN é de fundamental importância pois trazem eficiência na alocação de investimentos e na operação do sistema. Apesar de substituírem outras tecnologias para a prestação de alguns serviços, como o de suprimento de capacidade de potência, elas devem ser vistas como mais um recurso a compor o *mix* ótimo de oferta. Além dos benefícios já citados, as duas tecnologias apresentam também diversos benefícios adicionais para o sistema, como:

- Contribuição para a redução dos níveis de emissão de CO_2;
- Prestação de serviços ancilares, como a atuação na reserva operativa secundária;
- Maior flexibilidade e confiabilidade, principalmente com a maior inserção dos recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o *curtailment* de fontes renováveis e picos na demanda devido ao carregamento de veículos elétricos;
- Redução do poder de mercado de geradores de energia por meio de retenção de capacidade de produção pela flexibilidade no consumo alcançada pela resposta da demanda;
- Diminuição da volatilidade de preços com a consequente redução de riscos financeiros para agentes do mercado

É importante destacar por fim que, para ocorrer o avanço dessas tecnologias é necessário que a concretização de mudanças regulatórias, como as ações discutidas no âmbito do GT Modernização.

3.5.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE

A Tabela 3-10 apresenta o resumo dos níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa para o SIN, obtidos através da simulação do Newave, para a Alternativa de Referência e três dos *what ifs* avaliados. Os casos que discutiram os critérios de suprimento de potência e as alternativas para o seu suprimento, não tiveram suas emissões calculadas, pois seu balanço de atendimento energético não deve apresentar variações significativas em relação à Expansão de Referência

São ilustrados os valores de emissões para os anos de 2025 e 2030, bem como a diferença percentual de cada *what if* em relação à Expansão de Referência.

A alternativa de referência do PDE 2029 apresenta uma estimativa de emissões para 2030 de 34 milhões de tCO_2eq, valor este abaixo da contribuição estimada para o setor elétrico para o

atendimento aos compromissos assumidos no Acordo de Paris. Importa destacar que a grande participação das fontes renováveis na matriz energética, aliadas à presença de termelétricas mais eficientes, contribuem para o baixo nível de emissões de tCO_2eq esperados para o ano de 2030, garantindo assim o atendimento à demanda energética do país de forma segura e sustentável. Além disso, cumpre ressaltar que mesmo com uma maior participação de usinas térmicas a gás natural, proveniente da expansão do mercado de gás nacional, os níveis de emissões não apresentam aumento significativo, o que permite ao Brasil um desenvolvimento e expansão do mercado de gás sem comprometer o seu papel de país sustentável perante o cenário mundial de redução das emissões globais de gases causadores do efeito estufa.

Tabela 3-10 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa

PDE 2029		Emissões (Milhões de tCO2eq)		Emissões (Δ% Ref.)	
Caso	**Descrição**	**2025**	**2030**	**2025**	**2030**
1	Expansão de Referência	**29,3**	**34,0**	-	-
2,1	Expansão para o cenário alternativo de demanda baixa	**28,4**	**25,0**	-3,3%	-26,4%
2,2	Expansão para o cenário alternativo de demanda alta	**36,3**	**54,4**	23,8%	60,0%
3	Expansão considerando o Novo Mercado de Gás Nacional	**30,3**	**34,1**	3,3%	0,3%

BOX 3.6 – A RESPOSTA DA DEMANDA E O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A resposta da demanda começa a dar os primeiros passos de desenvolvimento no Brasil, com iniciativas como a criação da tarifa branca e do projeto piloto de resposta da demanda, liderado por ONS e CCEE. Além disso, há várias iniciativas sendo desenvolvidas pelas distribuidoras de energia, como a instalação de *smart meters* e projetos de tarifação dinâmica. Porém, ainda há um longo caminho a percorrer para explorarmos todos os benefícios que esse recurso pode trazer para o sistema brasileiro. Em alguns países do mundo já se pode ver a resposta da demanda participando do mercado de energia, seja competindo com outras tecnologias em leilões ou mudando o perfil de consumo pela adição de tarifas que refletem de forma mais próxima o preço da energia no mercado de curto prazo

Um dos aprimoramentos necessários é a consideração da resposta da demanda de modo explícito no planejamento energético. A representação adequada passa por avanços de diversas naturezas. O primeiro deles diz respeito aos modelos computacionais. É necessário não só a obtenção da discretização temporal e espacial adequada no horizonte de planejamento da expansão, como também representar adequadamente a resposta da demanda. Por exemplo, na resposta da demanda baseada em incentivos, é preciso realizar a projeção da propensão dos consumidores a realizar ofertas (representação do potencial, em MW), e em qual nível de preço de energia (representação dos custos variáveis, em R$/MWh).

Além disso, é de suma importância a definição do potencial da resposta da demanda nos diversos tipos de serviços que podem ser prestados ao sistema. Como visto em EPE (2019), esta tecnologia presta serviços ao sistema desde o longo prazo, alterando o formato da curva de carga, até o curto prazo, com atuação de consumidores ajustando a demanda às variações de frequência.

(cont.)

BOX 3.6 – CONT.

No PDE 2029, a resposta da demanda baseada em incentivos foi modelada conforme uma usina termelétrica, com custos constantes ao longo do tempo. Desenvolvimentos são necessários nesse aspectos para a melhor consideração da resposta da demanda no planejamento energético e alguns pontos são destacados: estimativa dos consumidores elegíveis por setor da economia e tipo de resposta da demanda; cálculo do *Levelized Cost of Energy* – LCOE, estimando deste modo o custo nivelado de energia para os diferentes serviços; elaboração das curvas de ofertas para os produtos; cálculo dos valores de elasticidade dos grupos de consumidores (residencial, comercial e industrial) perante os tipos de resposta da demanda; valoração dos diferentes benefícios (como financeiros, de confiabilidade e ambientais); e aprofundamento do estudo da modelagem dos produtos nos modelos de planejamento energético, levando em conta as especificidades da modelagem exógena e endógena.

Adicionalmente à esfera do planejamento e modelagem, são necessárias alterações regulatórias para proporcionar o desenvolvimento dessa tecnologia. Algumas ações são listadas a seguir e que fazem parte do conjunto de medidas legais e infralegais arroladas pelo subgrupo "Inserção de Novas Tecnologias" no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico: criação de modelos de resposta da demanda com contratos de longo prazo, que deste modo permitam que os mesmos sejam considerados no planejamento da expansão; criação de outros projetos-pilotos para resposta da demanda baseada em incentivos, além do comandado pelo ONS e CCEE, propiciando o desenvolvimento de outros serviços que podem ser disponibilizados pela resposta da demanda; participação da resposta da demanda no mercado de energia, seja diretamente pelos consumidores de energia de qualquer porte ou via uma terceira parte, como um agregador independente.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> O sistema elétrico brasileiro vem passando por diversas mudanças e o PDE 2029 trouxe novas discussões para contribuir nesse processo de modernização e ajudar a preparar o SIN para os próximos dez anos.

> A atenção necessária aos contratos de usinas termelétricas que findam ao longo do horizonte decenal foi abordada através de uma avaliação de atratividade econômica, com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de novas plantas, em substituição às que não se mostrem competitivas.

> Além das usinas termelétricas, o SEB conta com um parque hidrelétrico no qual grande parte das plantas estão operando há mais de 25 anos. A modernização dessas usinas poderá trazer diversos benefícios para o sistema e o PDE 2029 aborda, em uma trajetória what if, os ganhos de potência provenientes desse processo. A modernização de UHE pode se mostrar um importante caminho para solucionar um dos maiores desafios da expansão para o próximo decênio. Para isso, é fundamental que mecanismos de remuneração sejam criados, de modo a incentivar esse tipo de investimento.

> O Brasil tende a seguir nos próximos dez anos com uma oferta de geração de eletricidade predominantemente renovável, com cerca de 80% do parque gerador composto por usinas hidrelétricas (de grande e pequeno porte), eólicas, solares e termelétricas a biomassa. Além desses importantes recursos, a Expansão de Referência indica também a complementação termelétrica a gás natural e carvão, que será fundamental para garantir a segurança do suprimento.

> Além da oferta termelétrica flexível, predominante no caso de referência, o what if de maior oferta de gás natural nacional, para a qual se espera um menor custo de operação, mostrou que a depender do "prêmio pela flexibilidade" opções com certos níveis de inflexibilidade podem se mostrar economicamente atrativas. É destacado, porém, que o benefício agregado por usinas com inflexibilidade é decrescente, o que exige preços cada vez menores à medida em que novas plantas inflexíveis façam parte da expansão.

> O suprimento de potência continua sendo um grande indutor da expansão do SIN, como vem sendo apresentado desde o PDE 2026. O montante a ser contratado para esse serviço depende, dentre outros fatores, do critério de suprimento associado a esse requisito, como foi abordado em uma trajetória what if. Destaca-se que quanto menor for o risco de não suprimento definido, a expansão para esse fim agregará menos energia ao sistema.

> Visando apontar para uma maior eficiência na alocação de investimentos, o PDE 2029 trouxe, pela primeira vez, uma abordagem sobre a Resposta da Demanda como uma alternativa da expansão. Diversos avanços devem ser feitos, tanto relacionados à representação nos estudos como na formação de base de dados, para a adequada representação desse recurso. Mesmo com uma abordagem inicial é possível concluir que existe um elevado potencial no Brasil para essa inovação.

> Outra abordagem inédita desse PDE foi a avaliação do requisito de flexibilidade do sistema, e sua alteração devido à maior participação de fontes não controláveis. Devido ao efeito portfólio e à diferente ordem de grandeza entre a carga e a oferta não controlável, em níveis sistêmicos é esperado que o SIN não apresente dificuldades no horizonte decenal. Porém, é necessária atenção às regiões que concentrem grandes montantes de oferta não controlável, como é o caso da região Nordeste, que poderá chegar a 70% de sua oferta composta por tecnologia eólica e solar fotovoltaica em 2029, de acordo com a trajetória de referência.

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 de expansão de referência de geração (item 3.5.1), 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.

Esses estudos resultam nos relatórios R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental. Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no programa de licitação da transmissão. Esses estudos compõem os relatórios (R2 a R5), a saber: (i) R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência; (ii) R3 – Definição da Diretriz de Traçado e Caracterização Socioambiental; (iii) R4 - Caracterização da Rede Existente (iv) R5 – Custos Fundiários.

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 (Box 4.1).

BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

Ao longo do ano 2018, foi desenvolvida a primeira etapa do trabalho que visa atualizar o conjunto de critérios, procedimentos metodológicos e premissas que serve de referência para o planejamento da expansão da transmissão realizado pela EPE.

Como resultado desta etapa, foram pesquisados e documentados em uma base de dados um expressivo conjunto de documentos e referências técnicas que têm correlação direta ou indireta com a atividade de planejamento da transmissão. O conjunto de documentos contém desde Resoluções Normativas e Homologatórias da ANEEL, Procedimentos de Rede do ONS, Portarias ministeriais correlatas, até Grid Codes e documentos de critérios de planejamento de países com características e matriz semelhantes aos do Brasil.

Esta vasta base de dados será utilizada como embasamento para a realização da segunda etapa do trabalho, a qual deverá ser realizada no biênio 2019-2020 com o suporte técnico de consultoria externa, audiências públicas para a colheita de contribuições dos interessados, bem como workshops para apresentações e debates dos resultados intermediários.

A segunda etapa consiste na atualização propriamente dita das referências utilizadas para estudos em regime permanente, de transitórios dinâmicos e eletromagnéticos, de curto-circuito e de resposta de frequência da rede elétrica visando o dimensionamento das linhas de transmissão e equipamentos em corrente alternada e corrente contínua. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

A análise das alternativas de expansão do sistema de transmissão para a seleção da alternativa a ser recomendada 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.

Por outro lado, os prazos para implantação de instalações de geração eólica e solar estão cada vez mais reduzidos e, nesse contexto, a antecipação dos estudos de planejamento torna-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.

Adicionalmente, o processo de planejamento da expansão da transmissão está sendo aprimorado, em um trabalho conduzido pelo MME com a participação da EPE.

BOX 4.2 - DESAFIOS DA TRANSMISSÃO

1. Complexidade socioambiental e fundiária para expansão do sistema

Um dos principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos diz respeito à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão sobretudo em regiões metropolitanas e cidades de porte médio. Essa condição contribui para que, muitas vezes, as obras recomendadas no planejamento não entrem em operação na data de sua efetiva necessidade, implicando em problemas elétricos que podem variar dependendo do propósito das instalações.

2. Envelhecimento do sistema de transmissão

Outro grande desafio e ser enfrentado nos próximos anos será a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em razão do seu envelhecimento. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em final de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade. Para tanto serão necessários investimentos significativos, superando, eventualmente, a capacidade financeira de algumas empresas, o que demandará um adequado planejamento do processo de substituição.

3. Impacto das mudanças climáticas

O processo global de mudanças climáticas e consequente elevação das temperaturas regionais, alteração nos níveis de radiação solar, na intensidade dos ventos, na densidade do ar, na intensidade e frequência das chuvas e das descargas atmosféricas pode resultar na atenuação da capacidade de carregamento das linhas de transmissão, situação que se torna mais impactante ao se considerar as dificuldades para a implantação das novas instalações de transmissão.

4. Coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão

Deve-se buscar o aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias, considerando uma crescente variedade de cenários operativos. Essa questão envolve não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída. (GD).

4.1 Topologia da Rede

CONFIGURAÇÃO INICIAL

A Rede Básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende as tensões de 230 kV a 800 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 4-1 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente a.a. 2019 e a Figura 4-2 apresentada o sistema planejado até o ano 2029.

A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla: os empreendimentos recomendados nos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1), elaborados pela EPE; 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.

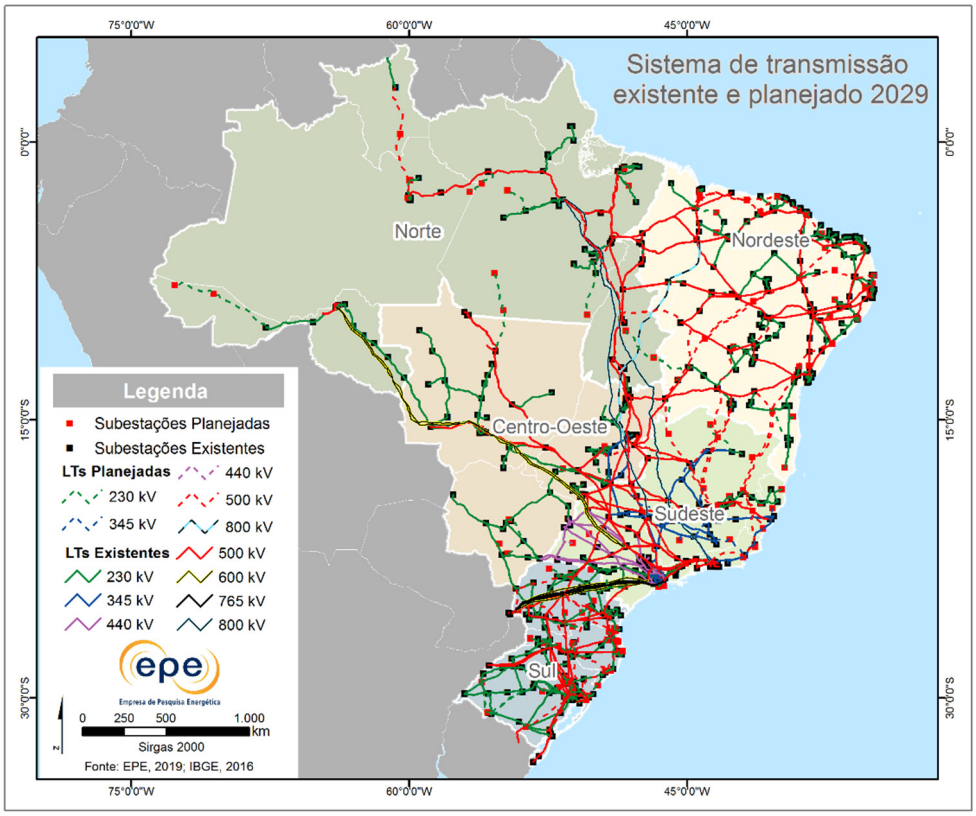
Os estudos realizados pelos GETs no ano de 2018/2019, que serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado, são apresentados nas Referências Bibliográficas.

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

Figura 4-1 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2019

Fonte: EPE - Webmap

Figura 4-2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2029



Fonte: EPE – Webmap

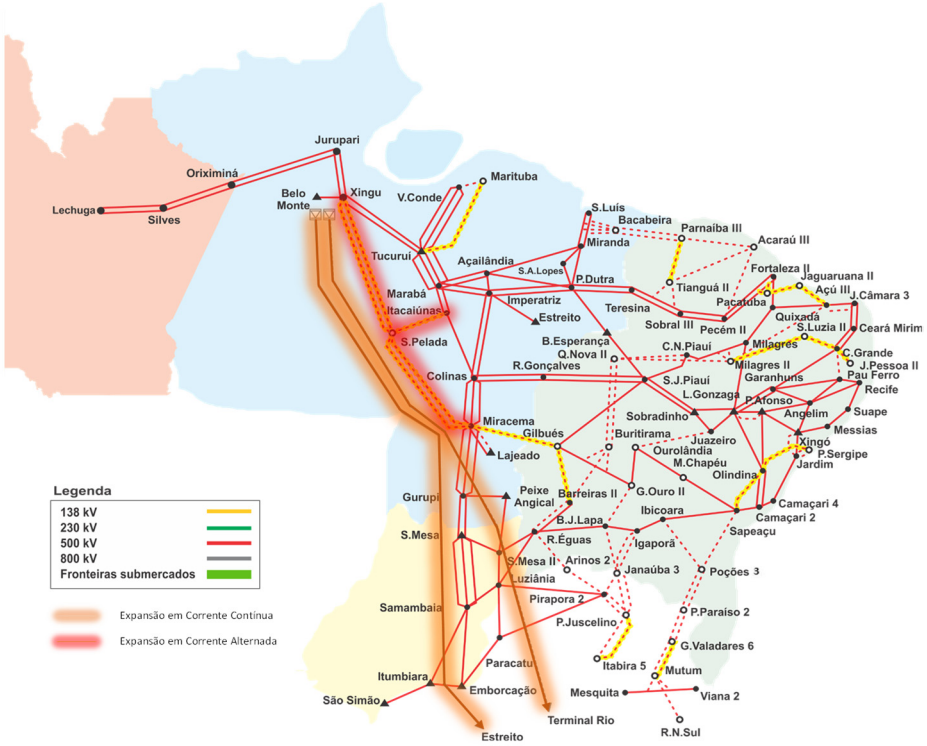
EXPANSÃO DO SIN: INTEGRAÇÃO DE USINAS DE GRANDE PORTE E DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

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 4-3, 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 continua de ± 800 kV, ambos partindo da SE Xingu 500 kV, com capacidade de 4.000 MW cada. O primeiro bipolo, que chega na região sudeste na SE Estreito (divisa entre MG e SP) está em operação desde dezembro de 2017, dois meses antes da data prevista no contrato de concessão. O segundo bipolo, previsto para dezembro de 2019, entrou em operação em agosto, antecipando em quatro meses a data prevista no contrato de concessão.

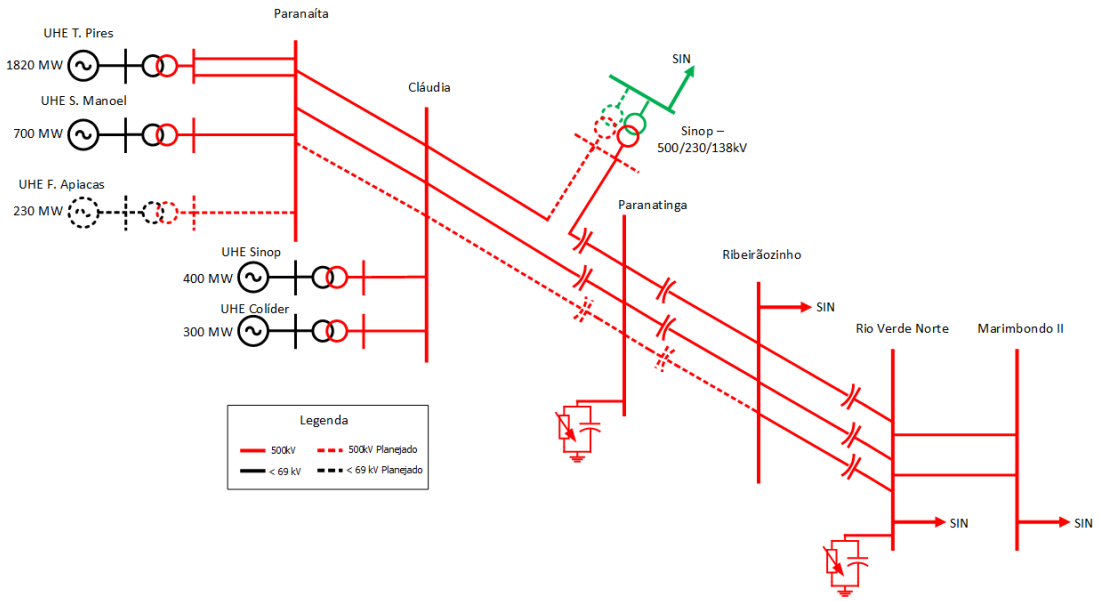
Figura 4-3 - Sistema de conexão e escoamento da UHE Belo Monte



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, das quais Teles Pires e São Manoel já se encontram em operação e Colider e Sinop estão em construção. 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 – Marimbondo II circuito duplo já está em operação. O restante do sistema recomendado, ou seja, o terceiro circuito em 500 kV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, licitado em abril de 2016, entrou em operação em janeiro de 2019, representando uma antecipação de mais de 2 anos em relação à data contratual prevista, de agosto de 2021, completando a capacidade de escoamento de 3.500 MW gerados pelas usinas da bacia do Teles Pires (Figura 4-4).

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



CONEXÃO DO POTENCIAL TERMELÉTRICO DA REGIÃO NORTE FLUMINENSE

O surgimento de diversos projetos de infraestrutura portuária adaptada à indústria de petróleo e gás na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espirito Santo, aliado à prevista expansão da produção nacional de gás natural sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, proporcionará ao mercado oportunidades de acesso a volumes significativos de gás a custos competitivos e poderá ampliar significativamente a contribuição do gás natural na matriz energética brasileira

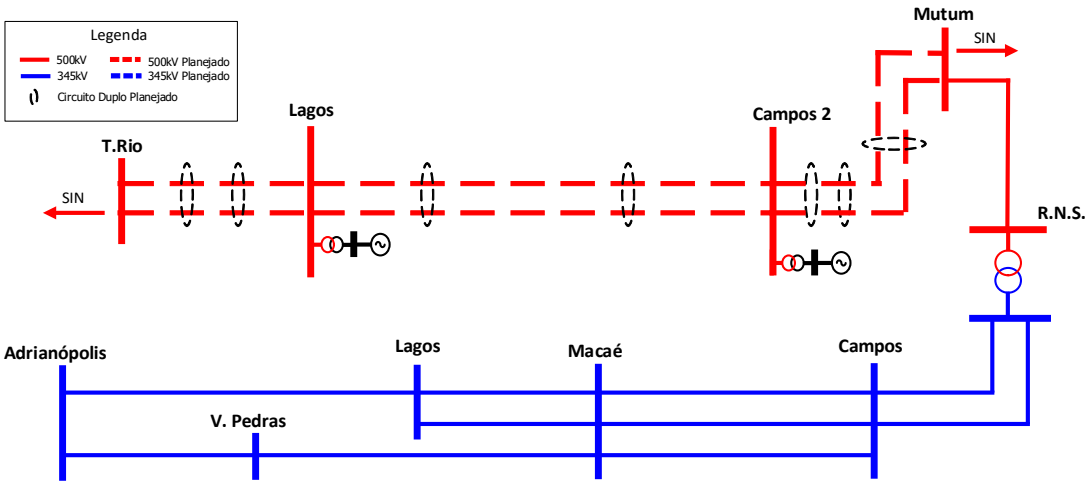
Esse crescimento potencial motivou a avaliação de soluções estruturais para a expansão do sistema de transmissão da região, de modo a permitir, no longo prazo, o escoamento da produção total da energia proveniente do conjunto de novas usinas térmicas a gás natural previstas nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com capacidade estimada em cerca de 11,2 GW, de acordo com informações cadastradas na EPE.

A solução recomendada propõe um escalonamento de obras, compatibilizando a expansão da transmissão e da geração. As instalações componentes da primeira etapa da solução estrutural estão indicadas na Figura 4-5 e foram licitadas no Leilão 04/2018, de dezembro de 2018.

As instalações recomendadas para esta primeira etapa proveem margem adicional de cerca de 2.000 MW para novas contratações, além do montante de 3,5 GW já contratados, totalizando desta forma aproximadamente 5.500 MW de capacidade de escoamento de novas fontes de geração na área RJ/ES.

O investimento total já contratado é da ordem de R$ 1,12 bilhões, referentes a aproximadamente 1.100 km de novas linhas de transmissão em 500 kV, duas novas subestações de Rede Básica em 500 kV e expansões da rede existente.

Figura 4-5 - Solução estrutural recomendada para escoamento das UTEs contratadas e futuras nos estados do RJ/ES



OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Uma visão dos valores globais de contratação dos diversos tipos de fontes foi apresentada no capítulo anterior, referente à expansão da geração. Apresenta-se a seguir uma síntese dos montantes e localização dessas fontes, com foco específico nos empreendimentos de geração eólica e solar. Essas informações são de relevância fundamental para o estabelecimento da infraestrutura da rede de transmissão associada. Com esse objetivo, são considerados os empreendimentos contratados por meio dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada e os empreendimentos do Ambiente de Contratação Livre que tenham formalizado acesso ao SIN.

No caso da geração eólica, foram contratados 706 empreendimentos eólicos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza uma capacidade instalada já contratada de 18.087 MW.

Destaca-se que estas contratações ocorreram de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul do 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 149 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova "A-4" de 2019.

Esse conjunto de usinas possui uma capacidade instalada de 4.237 MW e está concentrado nas regiões Nordeste e Sudeste do País, com destaque especial para os estados de Minas Gerais, São Paulo, Piauí e Bahia, que são responsáveis por aproximadamente 80% das contratações realizadas para esse tipo de fonte.

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, dada 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 4-6 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia

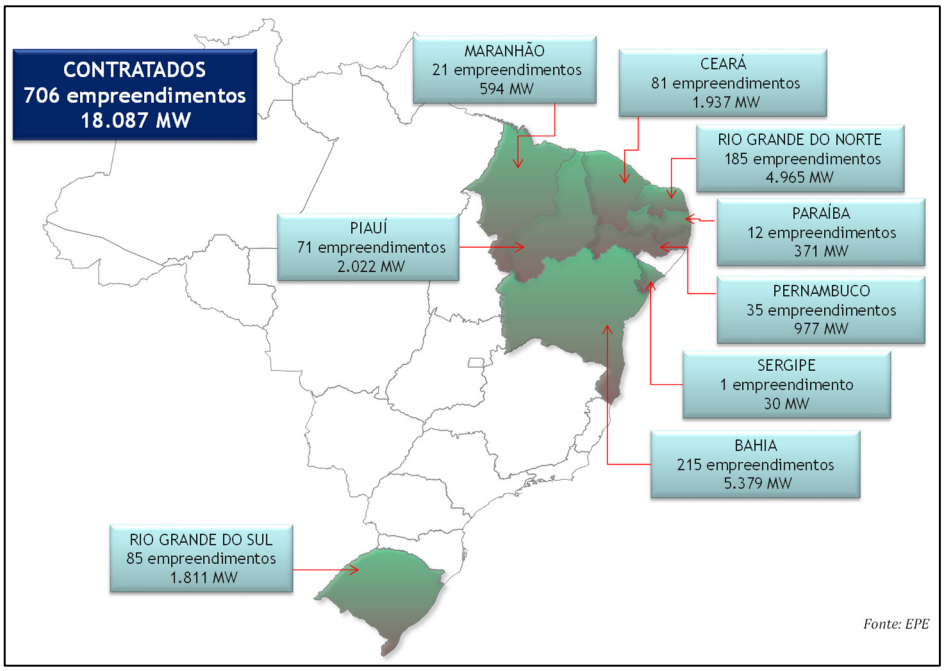
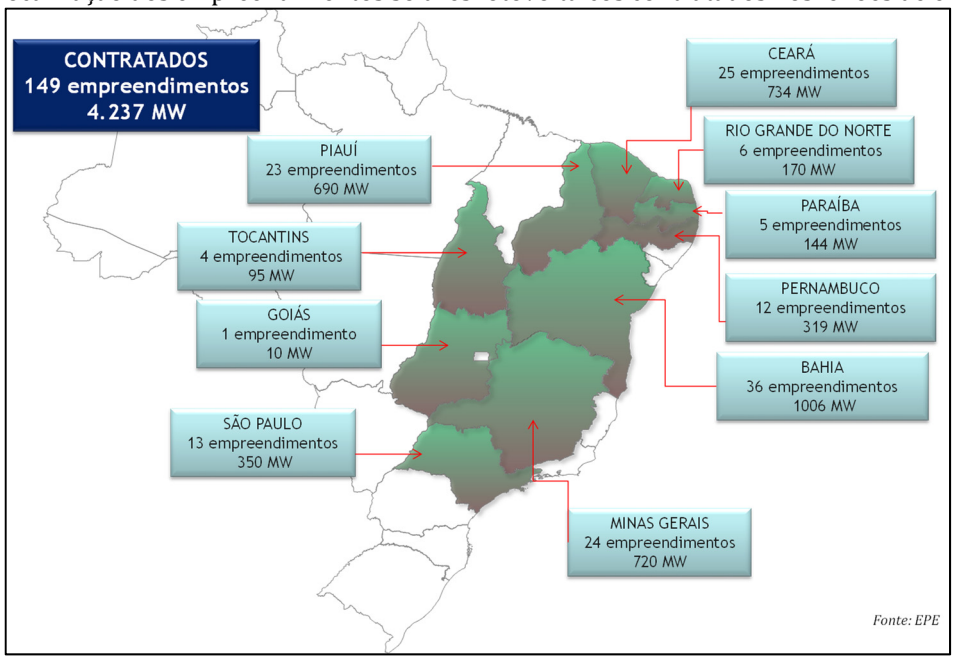


Figura 4-7 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia



Foram realizados até o momento pela EPE treze estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) quatro estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás. Esses estudos recomendaram a implantação de reforços sistêmicos em diversos níveis de tensão que aumentarão a confiabilidade do sistema de transmissão e propiciarão a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as diferentes regiões avaliadas.

Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse montante já supera aquele considerado nas premissas do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações. O objetivo será verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração, com enfoque em atributos de flexibilidade, controlabilidade e segurança para o sistema.

No caso da região Sul, que também possui um potencial eólico significativo, foi realizado um estudo prospectivo em 2013. Esse estudo recomendou um conjunto expressivo de reforços no sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul. Esses reforços, arrematados no Leilão 004/2014, mas tiveram a declaração de caducidade de concessão emitida pelo Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria MME Nº 446 de 31 de outubro de 2018. Em dezembro de 2018, esse conjunto de empreendimentos de transmissão foi novamente licitado (Leilão de Transmissão 04/ 2018) e possui previsão para início de operação comercial em 2024. Tão logo esses empreendimentos estejam disponíveis para operação, o sistema da região terá capacidade de escoamento compatível com o potencial eólico e térmico regional.

Destaca-se que a maior parte das expansões recomendadas pelos estudos de planejamento realizados já foram objeto dos processos licitatórios realizados pela ANEEL. Dentre os estudos prospectivos que dependem da conclusão dos relatórios complementares (R2, R3 e R4) e que ainda terão sua programação de licitação estabelecida ressalta-se o Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste.

Novos estudos de planejamento que estão sendo realizados ou deverão ser iniciados ao longo de 2019, ou a iniciar, permitirão aumentar a confiabilidade do SIN e prover capacidade de escoamento para os potenciais de geração. Dentro desse contexto destacam-se os seguintes estudos:

(i) Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste (Avaliação das margens de escoamento de geração na região Nordeste para recomendação de expansões na rede 500 kV);

(ii) Estudo de Ampliação da Interligação Nordeste – Sudeste (Necessidade de ampliação desta interligação para escoamento de excedentes energéticos do Nordeste para o Sudeste a partir do ano 2026);

(iii) Estudo Prospectivo para Escoamento de Geração das Regiões Sul de Goiás e Triângulo Mineiro (Estudo prospectivo para avaliação da necessidade de reforços estruturais na região sul de Goiás e Triângulo Mineiro para atendimento de usinas renováveis).

4.2 Interligações Regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas, aumento da segurança elétrica dos subsistemas, além de permitir o escoamento dos excedentes de geração de fontes renováveis entre regiões. Nos itens seguintes são apresentadas as expansões dessas interligações, incluindo as soluções mitigadoras das restrições de transmissão decorrentes do atraso/caducidade de importantes instalações da Rede Básica, dentre elas, as sob concessão da Abengoa.

BOX 4.3 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

Com o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, espera-se uma expansão contínua do sistema de transmissão, visando não só ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também prover o sistema de flexibilidade e controlabilidade, de modo que se garanta a segurança da operação diante de uma diversidade de cenários de disponibilidade de geração cada vez maior. Dentro desses requisitos de flexibilidade e controlabilidade, se enquadram os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating-Current Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

Considerando que a expansão da oferta segue com uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis que naturalmente seguem os locais/regiões de maior disponibilidade de recursos, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencialidade de aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar essa energia para um ponto de grande concentração de carga.

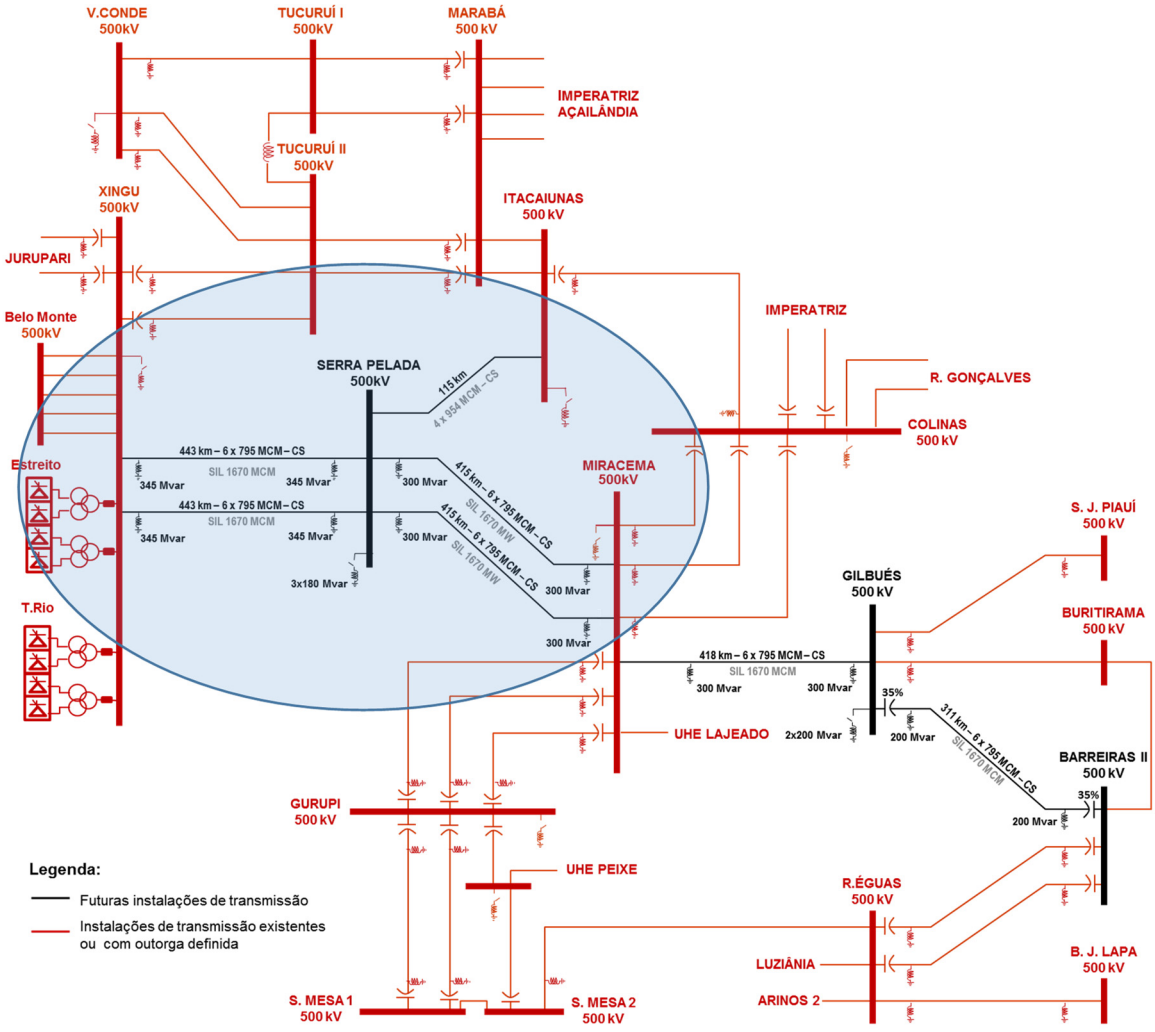
Outro aspecto importante a ser observado, refere-se às dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, tornando-se estratégico planejar a rede considerando alternativas de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, visando uma maior eficiência do uso das faixas de servidão. No caso de regiões metropolitanas ou de grandes capitais, há uma forte potencialidade de aplicação de linhas subterrâneas de alta capacidade, além do uso de subestações compactas isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Substation*).

4.2.1 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 e pelos bipolos Xingu – Estreito 800 kVCC e Xingu – Terminal Rio 800 kVCC.

Com relação ao sistema em corrente alternada, 500 kV, responsável pelo escoamento de parte da energia do AHE Belo Monte, todo esse conjunto de instalações foi licitado ainda no final de 2017, em substituição às obras que tiveram a caducidade declarada, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023. Esse sistema é destacado na Figura 4-8.

Figura 4-8 - Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras



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. 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. Com a exceção dos bancos da LT 500 kV Serra da Mesa 2 Todos os BCS em questão já possuem resolução autorizativa, com expectativa de substituição total até o ano de 2020. 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.

Após a substituição, os valores de corrente nominal dos BCS passarão a ser os mencionados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - 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
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	1	Samambaia	1.390	2.000
	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
LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia	1	Serra da Mesa 2	1.848	2.000
		Luziânia	1.848	2.000

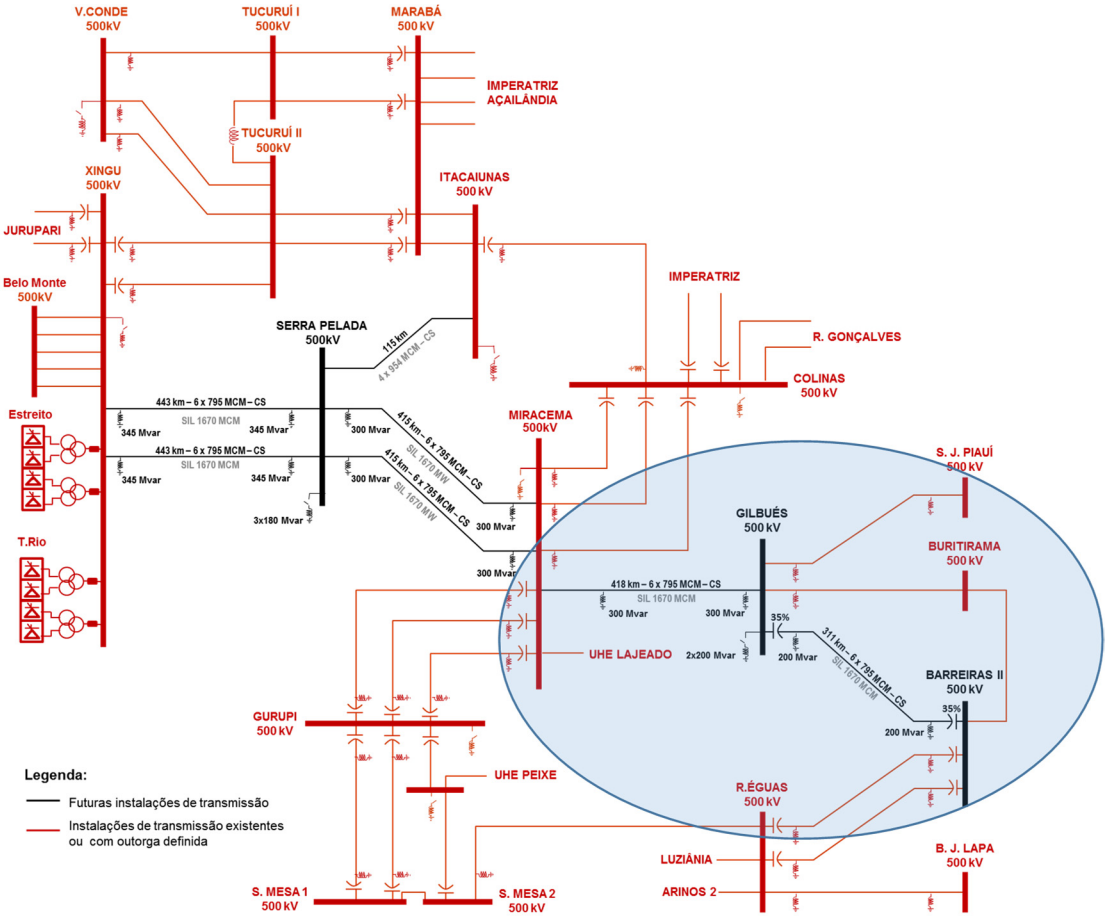
4.2.2 INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE

A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho C1 e C2. Além dos circuitos em 500 kV mencionados, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma rede de pequena capacidade, em 230 kV, que interliga as subestações de Peritoró e Coelho Neto, no estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no estado do Piauí.

A expansão dessa interligação foi recomendada, originalmente, em estudo realizado em 2011, que objetivou atender parte da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região

Nordeste. Com a caducidade declarada para grande parte das obras vinculadas a essa expansão, foi realizado um novo estudo que recomendou o conjunto de obras destacado na Figura 4-9, todas licitadas no final de 2017, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023.

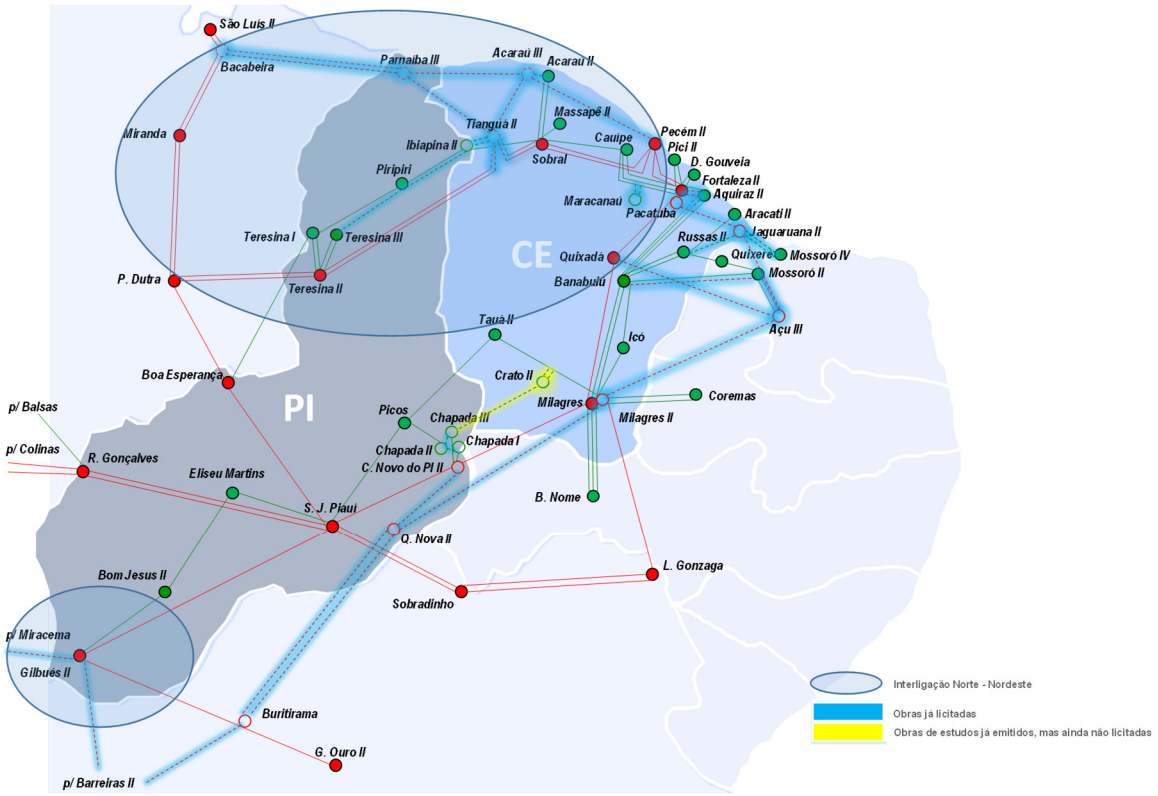
Figura 4-9 - Reforços na interligação Norte-Nordeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras



Essas obras se complementam com outras em fase de implantação, que, juntas, possibilitarão o aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, chegando a atingir, a partir de 2023, o valor de 5.000 MW no sentido Nordeste → Norte e de 7.000 MW no sentido Norte → Nordeste, a partir de 2023. Como destaque dessas obras em fase de implantação, tem-se um novo eixo 500 kV, próximo ao litoral dos estados do MA, PI e CE, que é paralelo à LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III. Tal eixo é caracterizado pela LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1 e C2 e pela LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III – Pecém II C1 e está previsto para entrar em operação em junho de 2021.

A Figura 4-10 apresenta a configuração prevista para a interligação Norte – Nordeste a partir de 2023.

Figura 4-10 - Interligação Norte-Nordeste – Configuração a partir de 2023



4.2.3 INTERLIGAÇÃO NORDESTE – SUDESTE/CENTRO-OESTE

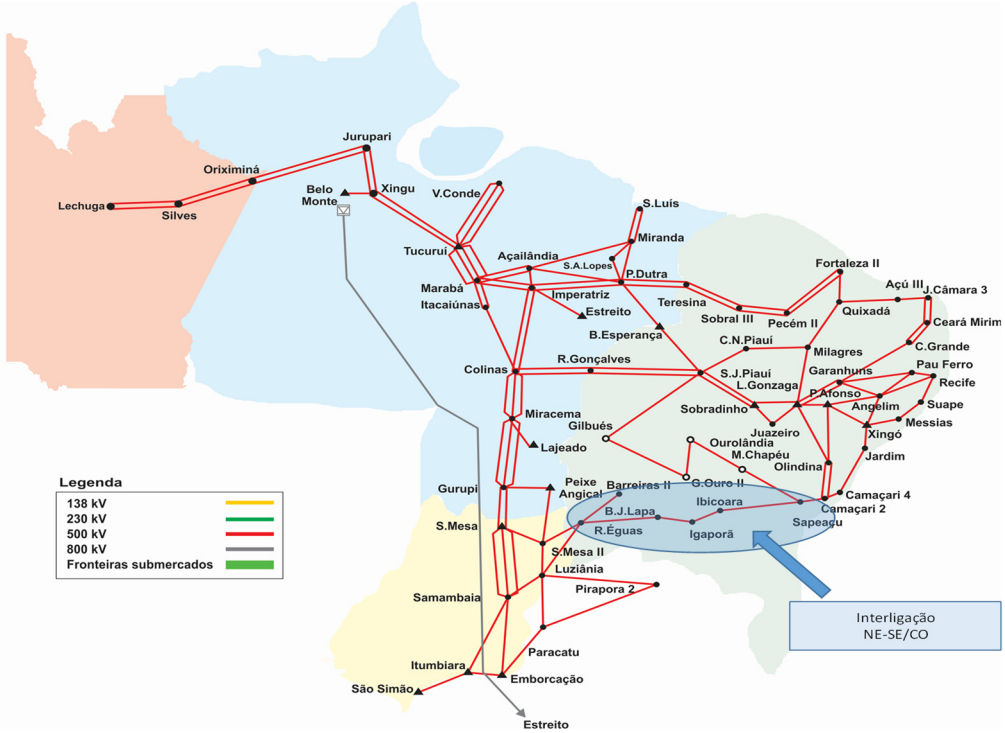
A interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, atualmente, é constituída pela LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas e pela LT 500 kV Luziânia – Rio das Éguas, que se estendem desde Rio das Éguas até a região metropolitana de Salvador, passando pelas subestações Bom Jesus da Lapa II, Igaporã III, Ibicoara e Sapeaçu, conforme Figura 4-11.

Os reforços dessa interligação, que estavam previstos para 2016, contemplavam a LT 500 kV Rio das Éguas – Barreiras C1, a LT 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1 e a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2. Desses reforços, apenas a LT 500 kV Rio das Éguas – Barreiras C1 entrou em operação. As demais obras, que estavam sob concessão da Abengoa, fizeram parte do conjunto de instalações com a caducidade decretada em setembro de 2017.

Em razão da ausência dessas obras da Abengoa, a interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste não terá sua capacidade expandida até o ano de 2023, data contratual para a entrada em operação dos reforços de seis circuitos em 500 kV conectando o sul da Bahia ao norte de Minas Gerais. Além desses circuitos de interligação, também está previsto um conjunto de linhas que reforçam as regiões Nordeste e Sudeste até a região do Espírito Santo. A Figura 4-12 mostra em detalhes esses reforços, sendo uma grande parte licitada em outubro de 2016, com exceção da LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2, que foi licitada em dezembro de 2017 e está prevista para entrar em operação em março de 2023.

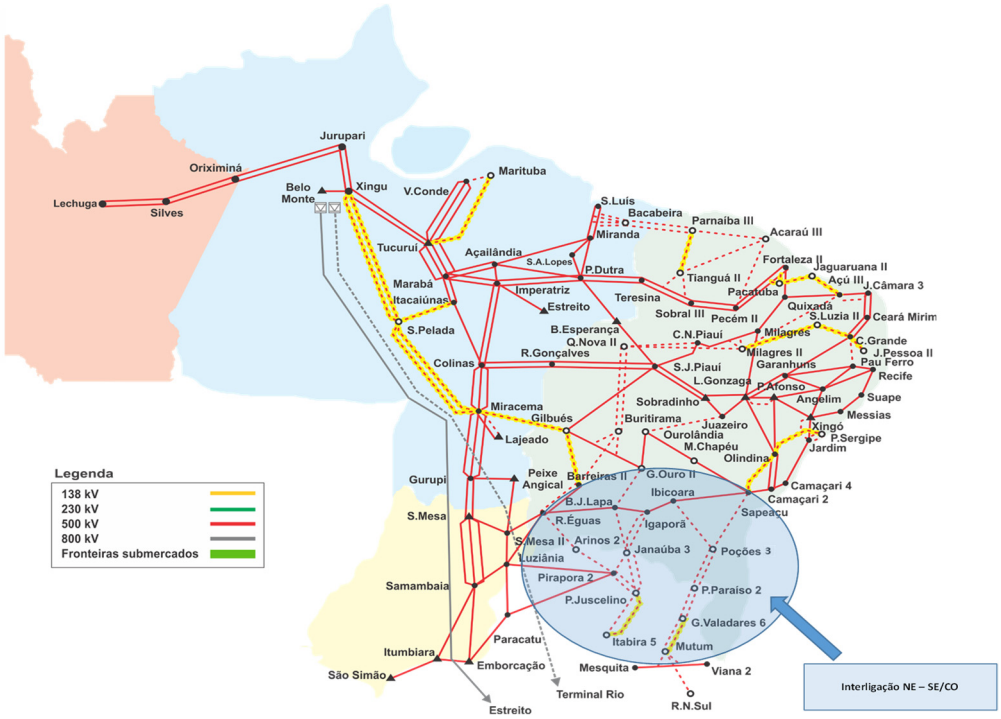
Portanto, com a configuração completa, prevista para 2023, a interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste contará com um acréscimo superior a 5.000 MW em sua capacidade, atingindo o limite de até 6.000 MW, a depender do patamar de carga. Além da interligação Nordeste - Sudeste, essa configuração propiciará significativo aumento na capacidade de recebimento e exportação da região Nordeste, alcançando, respectivamente, os montantes de 10.100 e 13.300 MW.

Figura 4-11 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração atual



Fonte: ONS

Figura 4-12 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração 2023



Fonte: ONS

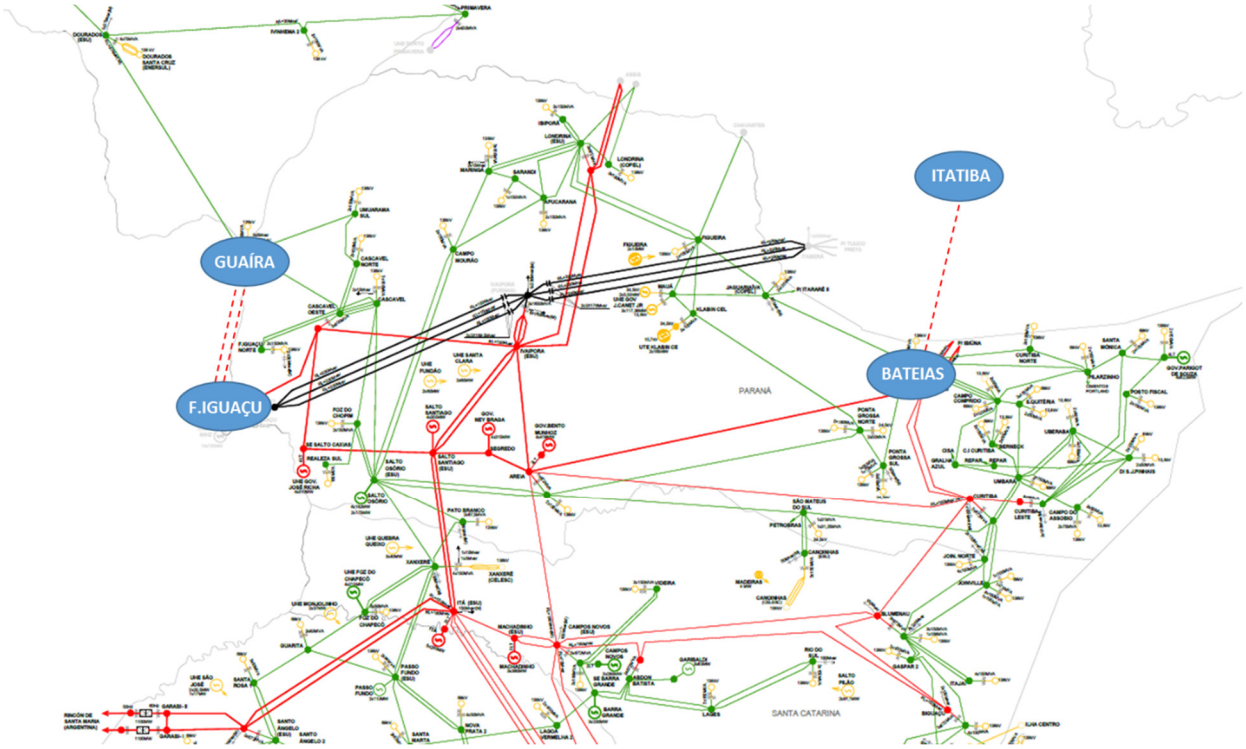
4.2.4 INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste 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 Assis – Londrina C1 e C2, bem como a LT 500 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste e a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que se considera a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

Cabe destacar que a interligação em questão deverá ser reforçada, em outubro de 2019, com a entrada em operação comercial da LT 500 kV Itatiba – Bateias e, em abril de 2022, com a implantação da LT 500 kV Foz do Iguaçu – Guaíra C1 e C2 (CD).

Figura 4-13 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



4.2.5 EXPANSÃO INDICATIVA DAS INTERLIGAÇÕES

A rede de transmissão que permite o intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste tem-se expandido significativamente desde o advento das usinas eólicas e da implantação da UHE Belo Monte, sendo que alcançará no ano de 2023 a última etapa do planejamento da expansão dos grandes troncos de interligação entre os subsistemas.

Contudo, a expansão de geração indicativa considerada no presente ciclo do PDE mantém uma expressiva participação das fontes eólica e solar, ambas ainda com significativa concentração na região Nordeste.

Seguindo essa tendência de aumento da oferta de energia na região Nordeste, foi diagnosticado que, a partir de 2026/2027, inicia-se o esgotamento da capacidade de escoamento das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste.

O período do ano que se mostrou mais crítico quanto ao montante de energia restringida pela capacidade da interligação foi o período úmido. As linhas de transmissão em corrente alternada (CA) que interligam Norte-Sudeste e Nordeste-Sudeste estão em paralelo e, neste período, a produção das usinas hidráulicas da região Norte, que é mais acentuada no período chuvoso, concorre com a geração das usinas do Nordeste no uso da interligação Nordeste-Sudeste.

Outra característica que explica a elevada necessidade de troncos de interligação é o alto fator de capacidade das usinas eólicas da região Nordeste, que pode atingir, mesmo no período úmido, despachos superiores à 60% de toda a capacidade instalada, isso considerando cenários com razoável probabilidade de ocorrência.

Outra importante característica do futuro sistema elétrico é a maior participação das usinas fotovoltaicas, principalmente no período da tarde, o que torna o patamar de carga média um dos cenários mais severos quanto à necessidade de linhas de transmissão para exportação de energia.

Assim, reconhecendo a importância do papel da rede de transmissão de proporcionar flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, os estudos de planejamento da expansão das interligações passam a ter uma abordagem diferenciada, buscando alternativas de soluções que se traduzam em mínimo arrependimento e que, ao mesmo tempo, possam agregar atributos de confiabilidade e robustez ao sistema interligado.

Nesse sentido, como referência indicativa da próxima expansão de maior porte da rede interligada N/NE-SE/CO, considerou-se um novo elo em corrente contínua (CC), no ano de 2026/2027, eletricamente superposto à malha planejada em corrente alternada (CA), em sua maior parte já suficientemente reforçada. Quanto à expansão dessa malha, encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento, com recomendação de obras para o ano de 2026, que proporcionará aumento da capacidade da interligação N/NE-SE/CO.

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. Ponderando todos esses aspectos, as seguintes características gerais são propostas o novo elo:

- 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.

Dentre os principais atributos que potencializam a implantação do bipolo Graça Aranha - Silvânia como uma alternativa de expansão das interligações bastante promissora, podem ser citados:

- 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/N 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.

- As estações conversoras são eletricamente distantes dos demais elos de corrente contínua do SIN, o que minimizara os efeitos decorrentes do *mult-infeed*.

4.2.6 EXPANSÕES CONSIDERADAS PARA OS ESTUDOS ENERGÉTICOS

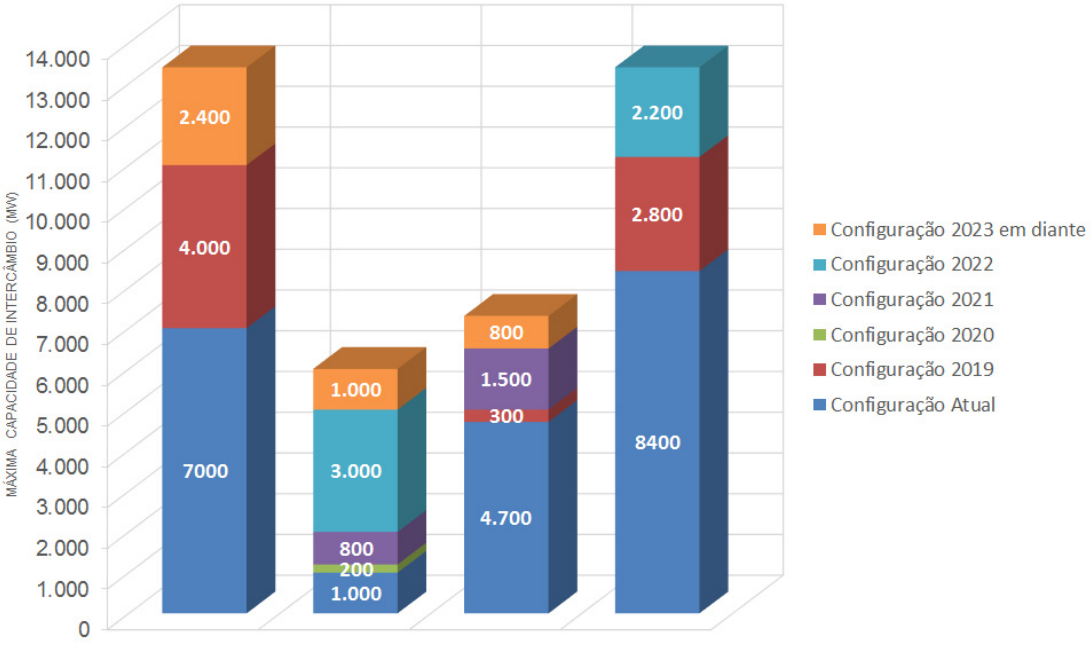
A Tabela 4-2 a seguir apresenta resumidamente os principais reforços associados às expansões das interligações, já licitados, que entrarão em operação ao longo do decênio, os quais caracterizam os acréscimos de intercâmbios considerados na análise energética apresentada no Capítulo 3. De outra forma, o Gráfico 4-1 ilustra os atuais limites das interligações (configuração 2018), bem como os acréscimos anuais de capacidade, por interligação, até que atinjam os valores finais inerentes à configuração de 2023 em diante. Ressalta-se que não estão incluídos, nesses valores, eventuais ganhos de capacidade associados a obras indicativas.

Tabela 4-2 - Expansão das principais interligações entre subsistemas a partir de obras outorgada

Interligação	Obra de Expansão/Reforço das Interligações	Previsão de Entrada em Operação*	Acréscimo de Capacidade** (MW)	Acréscimo de Capacidade Acumulado (MW)	Capacidade da Interligação*** (MW)
N-SE/CO	Bipolo Xingu-Terminal Rio	set/19	4.000	6.400	13.400
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2) LT 500kV Miracema – Gilbués II - Barreiras II	mar/23	2.400		
NE-SE/CO	LT 500kV Juazeiro III – Ourolândia II LT 500kV Gentil do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II	dez/20	200	5.000	6.000
	LT 500kV Igaporã III - Janaúba 3 (C1 e C2)	jun/21	800		
	LT 500kV Rio das Éguas - Arinos 2 - Pirapora 2	fev/21			
	LT 500kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 LT 500kV Poções 2 - P. Paraíso 2 - G. Valadares 6 (C1 e C2) LT 500kV G. Valadares 6 - Mutum C1	fev/22	3.000		
	LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2 LT 500kV G. Valadares 6 - Mutum C2	mar/23	1.000		
N-NE	LT 500kV Bacabeira - Parnaíba III (C1 e C2)	jul/19	300	2.600	7.300
	LT 500kV Parnaíba III - Acaraú	jun/21	1.500		
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2) LT 500kV Miracema – GilbuésII - Barreiras II	mar/23	800		
SE-S	LT 500kV Itatiba - Bateias	out/19	2.800	5.000	13.400
	LT 500kV Foz - Guaíra - Sarandi (C1 e C2)	ago/22	2.200		

Notas: * Previsão de entrada em operação dos empreendimentos baseada no cronograma do DMSE (abril/2019).
** Os valores descritos na tabela são orientativos e referentes ao maior acréscimo na capacidade das interligações verificados nos casos de estudo do PDE. Os valores de capacidade das interligações podem variar de acordo com o ponto de operação do sistema e, por isso, são distintos para os três patamares de carga (pesada, média e leve) e cenários de sazonalidade.
*** Considerando a configuração completa prevista para 2023

Gráfico 4-1 - Acréscimos de capacidade nas principais interligações entre subsistemas



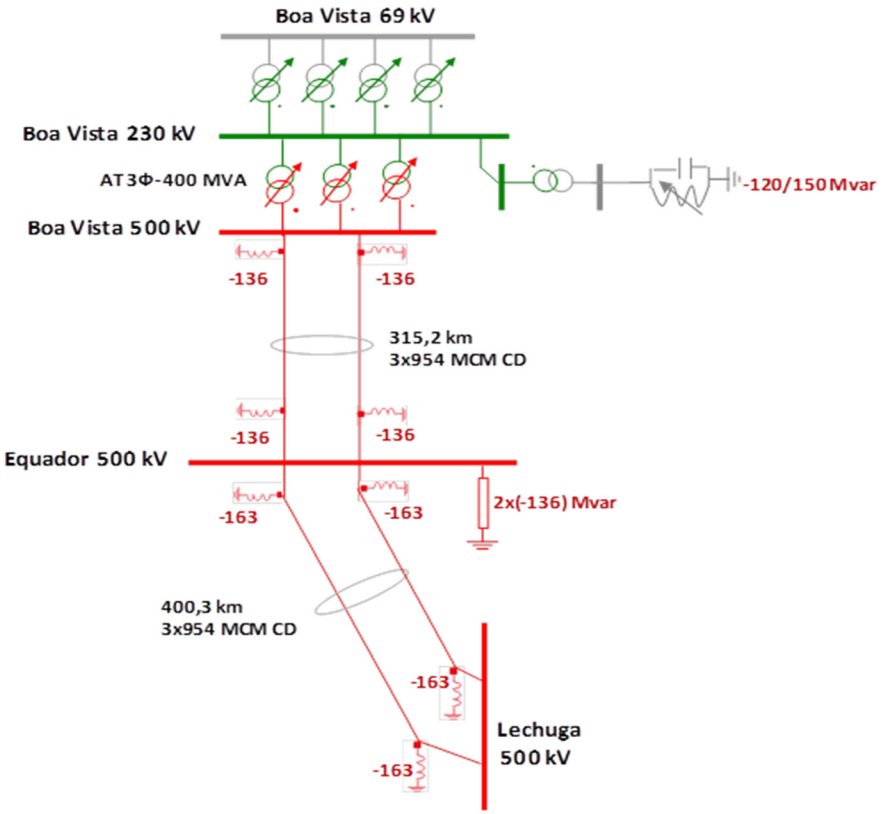
4.3 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

4.3.1 INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA

O suprimento elétrico a Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil – Venezuela e por geração térmica local. No entanto, desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

Em 2011, com o objetivo de promover a interligação do estado de Roraima ao SIN, foi licitado o sistema composto pelas subestações Equador 500 kV e Boa Vista 500/230 kV, além das linhas de transmissão em 500 kV Lechuga - Equador C1 e C2 e Equador – Boa Vista C1 e C2, com extensão total de 716 km (Figura 4-14). Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, esse sistema permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Figura 4-14 - Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



Diante das dificuldades enfrentadas para a atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a conclusão desse empreendimento, fato esse que acarreta severas dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais para o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima.

Para agravar ainda mais esse cenário, está previsto para 2021 o término do contrato firmado entre Brasil e Venezuela, para suprimento de energia elétrica à Boa Vista, não sendo possível, portanto, afirmar se esse vínculo será renovado a partir dessa data, fato esse que amplia as incertezas referentes ao suprimento de energia à Roraima.

Nesse contexto, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, objeto da Portaria MME n° 512/2018. O certame resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que foram previamente habilitadas tecnicamente pela EPE. Dentre os vencedores, há projetos a gás natural, óleo diesel B e biomassa, além de soluções híbridas, combinando biocombustíveis, solar fotovoltaica e baterias. Assim, o resultado desse leilão proporcionará a transição para uma matriz mais limpa e sustentável em Roraima, além de contribuir para a redução do custo de geração e o aumento da qualidade e confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores locais (Box 4.4).

BOX 4.4 - ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS

O Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019, objeto da Portaria MME nº 512/2018, foi realizado no dia 31/05/19 e resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, das quais 7 são de empreendimentos de geração renováveis.

Desses projetos, dois estão localizados na área sul de Roraima e consideram a produção local de biocombustíveis líquidos, ambos projetos com característica híbrida, sendo um com o uso de biomassa e outro com fotovoltaica. Tais projetos irão contribuir positivamente com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.

Há também 4 projetos a biomassa florestal, localizados em Boa Vista e Bonfim, no norte do estado, totalizando 40 MW. Além disso, em Boa Vista há um projeto híbrido que adota biocombustível, fotovoltaica e baterias em sua solução de suprimento, totalizando, assim, os 7 projetos a partir fontes renováveis contratados nesse certame.

Uma questão bastante relevante para esse Leilão foi a elaboração e publicação da Nota Técnica Conjunta EPE-DEE-NT-073/2017-rev3/ ONS NT 0143/2017-rev3 que determinou os requisitos elétricos mínimos para as novas máquinas a serem contratadas e apresentou o resultado das avaliações das capacidades remanescentes de escoamento disponíveis no sistema de distribuição local. Além de subsidiar as decisões do MME para a realização do Leilão de energia para Roraima, os resultados das margens de escoamento divulgados nessa Nota Técnica foram utilizados na primeira etapa do leilão de geração e contribuíram para a mitigação dos riscos de conexão dos projetos.

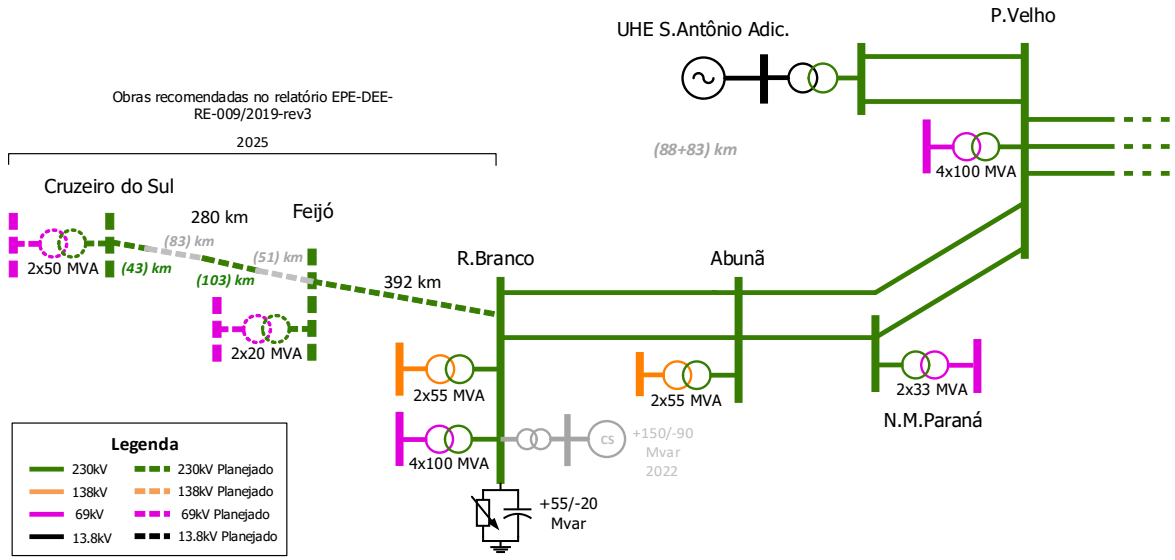
4.3.2 INTERLIGAÇÃO RIO BRANCO – FEIJÓ – CRUZEIRO DO SUL

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, recomendando a implantação de uma linha de transmissão em 230 kV ligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco. Esse empreendimento, licitado em novembro de 2013 e sua data de conclusão foi postergada diversas vezes. Logo, em função do não cumprimento dos prazos contratuais previstos, a ANEEL iniciou o processo de caducidade e, em decisão proferida no Despacho nº2436 de 23 de outubro de 2018, propôs ao MME a declaração da caducidade do contrato de concessão referente a essas obras.

Levando em consideração o tempo transcorrido desde a recomendação inicial, a EPE entendeu como oportuno revisitar as recomendações originais e avaliar se as mesmas continuam adequadas frente ao crescimento de carga e à possível ocupação de terrenos previamente indicados. As novas avaliações foram documentadas no relatório EPE-DEE-RE-009/2019-rev3 e as obras recomendadas são objeto do leilão de transmissão nº 002/2019.

Figura 4-15 - Representação esquemática da solução estrutural para integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



4.3.3 INTERLIGAÇÃO ORIXIMINÁ – JURUTI – PARINTINS

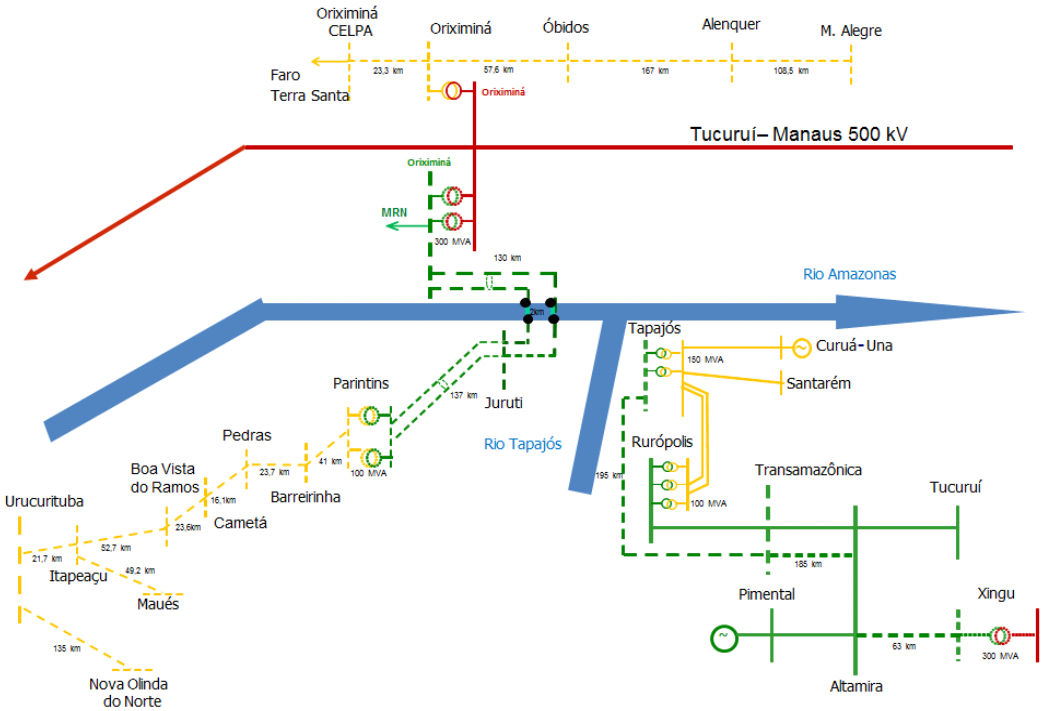
As comunidades situadas na margem direita do rio Amazonas: Juruti, Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista de Ramos, dentre outras, que permanecem isoladas, têm o seu potencial econômico restrito em função de limitações em infraestrutura básica, onde a energia elétrica é fator primordial.

Assim, a partir da implantação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, foi possível viabilizar a conexão 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, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessa concessão, fato esse que provocou nova licitação, tendo a Celeo Redes como proponente vencedor do certame (Leilão 04/2018, de dezembro de 2018). A data contratual para entrada em operação está prevista para março de 2024.

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 distribuidora local.

Figura 4-16 - Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins



4.3.4 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.

Cumpre notar que a SE Caladinho 230/138 kV foi licitada no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo o Consórcio Emtep como proponente vencedor do certame. A LD 138 kV Caladinho – Humaitá, com cerca de 200 km de extensão, ficará a carga da distribuidora local.

4.4 Interligações com Países Vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, (BOX 4.5) 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.

No caso específico das interligações com a Argentina e o Uruguai, a importação de energia está regulamentada pela Portaria MME nº 372/2017, que autoriza o ONS a importar energia desses países, em caráter de excepcionalidade, até 31/12/2018.

Cabe destacar que, recentemente, a Portaria MME nº 339/2018 estendeu a validade dessa autorização de modo a compreender o período entre 01/01/2019 e 31/12/2022, estabelecendo ainda novas regras de importação.

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

4.4.1 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 Uruguaiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiana no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi (2 a 1100 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).

4.4.2 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, que possui uma transformação 525/230kV e se interliga ao SIN por meio de uma linha de transmissão em 230kV até a subestação Presidente Médici, cabendo destacar que

esse sistema deverá ser reforçado, em março de 2023, mediante a implantação de duas linhas de transmissão em 525 kV entre a Região de Candiota e a Região Metropolitana de Porto Alegre.

4.4.3 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. Vale observar que, desde 2010, o fornecimento de energia proveniente da Venezuela vem sofrendo interrupções frequentes, o que impôs a necessidade de realização de leilão específico para contratação de geração térmica local, em caráter emergencial. Desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno. O contrato firmado entre Brasil e Venezuela encerra-se em 2021, não havendo até esse momento, uma definição quanto à sua renovação.

BOX 4.5 – MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO A UHE ITAIPU

O MME está analisando, com o apoio da EPE e do ONS, a proposta apresentada por FURNAS para a revitalização do sistema de transmissão associado a UHE Itaipu, com foco nas subestações conversoras do setor de 50 Hz da subestação de Foz do Iguaçu e da Subestação Ibiúna, face ao término de vida útil regulatória dos equipamentos dessas subestações.

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).

Com relação à integração do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, como citado anteriormente, em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua concretização. Dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido pela Venezuela e por fontes de geração locais.

Futuramente, 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, encontram-se em implantação as seguintes obras: SE Marituba 500/230/69 kV, SE Castanhal 138 kV, LT 500 kV Vila do Conde – Marituba C1 LT 230 kV Marituba – Castanhal C1, e LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4 e LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1. 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.

Para garantir o suprimento à região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente consumo de energia elétrica, foram licitados em 2014 dois novos pátios de subestações, sendo um pátio de 500 kV na SE Integradora Sossego e outro de 138 kV na SE Parauapebas, além de uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame.

No entanto, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessas concessões, e recomendada a implantação da SE Serra Pelada 500/138 kV, além das LT 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2, Serra Pelada – Miracema C1 e C2, Serra Pelada – Itacaiúnas C1, e Serra Pelada – Integradora Sossego C1 e C2, obras essas já licitadas.

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 da 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 obrigatoriedades estipuladas no contrato de concessão, 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, tendo a sua entrada em operação estimada para 2021.

Com o objetivo de atender ao critério "N-1" no Tramo Oeste do estado do Pará, encontra-se em implantação a subestação Tapajós 230/138 kV, além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Recentemente, foi indicada para 2026 a implantação da LT 230 kV Transamazônica - Tapajós C2 e Xingu – Altamira C2, além do segundo banco de AT 500/230 kV na SE Xingu.

Com o objetivo integrar ao SIN as cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão, sendo realizada uma nova licitação desse empreendimento, tendo nesse caso a Celeo Redes como proponente vencedor do certame, com previsão de entrada em operação em 2024.

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 do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari. Como a concessão dessa linha de transmissão teve a sua caducidade decretada, torna-se necessária a sua relicitação o quanto antes possível, assim como o pátio de 69 kV na SE Jurupari, responsável pelo suprimento ao município de Almeirim, tendo a Zopone Ltda. como proponente vencedor do certame, com data de entrada em operação prevista para 2023.

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.

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica à região sudoeste do estado do Pará (Região de Novo Progresso), foi recomendada a implantação de um sistema de transmissão para garantir o suprimento à região sudoeste do estado, sendo composto pelas SEs Cachimbo 230 kV e Novo Progresso 230/138 kV, além das LTs 230 kV Cláudia – Cachimbo e Cachimbo – Novo Progresso, que deverão ser licitadas no próximo leilão de 2020.

Por fim, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento com o objetivo de indicar uma solução estrutural para a região de Dom Elizeu, segundo município mais populoso da região de Paragominas, com destaque para as atividades da agroindústria.

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, foi decretada a caducidade da concessão dessas obras, fato que implicou a realização de nova licitação. O Leilão nº 05/2016 permitiu a recontratação da obra com a Energias do Brasil S.A., prevista para entrar em operação a partir de 2021.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério "N-1" nas SEs Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foram licitadas no Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em 28/06/2018, as LTs 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 e Ribeiro Gonçalves – Balsas C2. Para suprimento às cargas da região de Caxias, encontra-se em fase de implantação uma nova subestação230/69 kV nesse município, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, licitada no Leilão nº 05/2016 e arrematada pela Arteon Z Energia, tendo 2021 como a data prevista 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, encontra-se em implantação uma nova subestação 500/230/69 kV dentro da ilha, denominada SE São Luís IV, licitada em abril de 2017, prevista para entrar em operação até 2022.

Encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento para as regiões de Açailândia e Buriticupu. Por fim, cabe destacar que 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.

ESTADO DO TOCANTINS

De modo a aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, encontra-se em construção 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, com previsão de entrada 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 licitado no Leilão de Transmissão 02/2018 um novo pátio de 138 kV na SE Colinas, que deverá entrar em operação até 2021.

Visando permitir 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, foi recomendada a implantação de uma subestação 230/138 kV no município de Dianópolis, sendo suprida pelas LTs 230 kV Dianópolis – Gurupi C1,

Dianópolis – Palmas C1 e Dianópolis – Barreiras C1. Esse sistema foi licitado no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo a Energisa como proponente vencedor do certame e previsão de entrada em operação em 2024.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo para suprimento à região de Gurupi.

ESTADO DO AMAZONAS

Para a capital do estado, 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, obra essa que deverá ser licitada em 2020. Nesse mesmo estudo, também foi indicada a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, já licitada no Leilão de Transmissão 004/2018, 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.

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. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão, fato esse que provocou uma nova licitação desse empreendimento, tendo nesse caso a Celeo Redes como proponente vencedor do certame. 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 distribuidora local.

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. Esta integração se dará através de um circuito em 138 kV a partir da SE Caladinho II 138 kV, no estado de Rondônia, licitada no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo o Consórcio Emtep como proponente vencedor do certame. Por sua vez, a LD 138 kV Caladinho – Humaitá, com cerca de 200 km de extensão, ficará a carga da distribuidora local.

Objetivando aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao município de Presidente Figueiredo, foi indicado um novo ponto de suprimento (SE Presidente Figueiredo 230/69 kV), seccionando a LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, obra essa que deverá ser licitada em 2020.

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 do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, licitado no Leilão de Transmissão 004/2018.

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, vis-à-vis as dificuldades enfrentadas para a travessia da Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua implantação, como já destacado anteriormente. No entanto, cumpre notar que todos os esforços estão sendo envidados por parte do Governo no sentido de viabilizar, com a maior brevidade possível, a interligação do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional. Nesse Plano Decenal, considerando a importância desse sistema não só

para suprimento à carga, mas também para escoamento do excedente de energia gerado pela UHE Bem Querer, foi considerada referencialmente a entrada em operação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista até 2027.

Paralelamente, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, que resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que aumentarão de forma considerável a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao SIN (Ver BOX 4.6).

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.

BOX 4.6 - IMPACTO DOS EMPREENDIMENTOS ATRASADOS OU COM CONCESSÕES CASSADAS NA REGIÃO NORDESTE

O atraso de obras e a não implantação de instalações licitadas sob a responsabilidade de diversos agentes vem impactando negativamente a evolução do sistema planejado na região Nordeste. Assim, a EPE vem tratando desse tema com a atenção necessária, e para cada empreendimento foi realizada análise específica e definida a melhor solução, seja ela a relicitação, a não implantação das obras ou a recomendação de diferentes reforços.

Dentre os reforços recomendados, já foram licitados a LT 500 kV Miracema – Gilbués II C3 e Gilbués II – Barreiras II C2, SE 230/69 kV Currais Novos II e LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II C1, C2. Ainda estão pendentes de outorga os seguintes reforços: LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, SE 230/69 kV Pirajá, LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1 e C2, seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II e LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C1.

ESTADO DO PIAUÍ

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados 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.

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, licitados em 2017.

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. Esse conjunto de obras foi licitado em 2017.

Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi recomendada a nova SE 500/230 kV Jaguaruana II, que se interligará ao SIN através das LT 500 kV Açu III – Jaguaruana II (C1), Jaguaruana II – Pacatuba (C1) e das LT 230 kV Jaguaruana II – Mossoró IV (C1 e C2) e Jaguaruana II – Russas II (C1). Este sistema, licitado em 2018, elevará significativamente as margens para conexão de novos empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica nessa região.

Na Região Metropolitana de Fortaleza foi relicitada em 2018 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, também foi licitada em 2018 a nova SE 500/230/69 kV Pacatuba. Recomendou-se ainda a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, que será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas, a fim de atender ao crescimento da carga local.

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, licitado em 2017.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida através do seccionamento em loop da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1.

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 Açu III, conectadas pelas LT: Açu III – Quixadá (C1), Milagres II – Açu III (C2), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2), Ceará Mirim II – João Câmara III (C1 e C2) e Açu III – Jaguaruana II (C1). 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.

Para o atendimento às cargas da Cosern, foi relicitada em 2017 a 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 foi licitada em 2018 a nova SE 230/69 kV Caraúbas II.

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.

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. Essas obras foram licitadas em 2017.

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 – Mussuré, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussuré II, licitadas em 2018.

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. Essas obras foram licitadas em 2017 e entraram em operação no primeiro semestre de 2019.

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados em 2018 dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da Celpe, supridas hoje pela SE Bom Nome. Para atendimento às cargas da região de Carpina e Limoeiro, foi licitada em 2017 a nova subestação 230/69 kV Lagoa do Carro, que se interligará ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Pau Ferro – Coteminas.

Para elevar as margens de escoamento de geração na região do Porto de Suape, levando-se em consideração a não implantação da LT 500 kV Suape II – Recife II (C2) pela CHESF, foi realizado estudo de planejamento que recomendou o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II.

Para avaliar o atendimento a Recife, foram iniciados o "Estudo de Expansão da SE Bongi" e o "Estudo de Suprimento a Região Metropolitana de Recife", ambos com previsão de término no segundo semestre de 2019.

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 2018.

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 e licitada no ano de 2018.

Recomendou-se ainda a implantação da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (C4), importante para contribuir com o escoamento de geração na área leste da região Nordeste e atendimento às cargas da capital do estado de Alagoas.

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.

Para o pleno escoamento da UTE Porto de Sergipe (aproximadamente 1500 MW), foi licitada em 2018 a LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1.

Destaca-se ainda que estão sendo realizados estudos para se definir um novo ponto de suprimento às cargas da distribuidora local devido ao

esgotamento para expansão da SE 230/69 kV Itabaiana.

ESTADO DA BAHIA

O estado da Bahia, assim como o 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 central e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), acarretou na 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.

Nesse sentido, 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 Paraiso 2 (C1 e C2).

Ainda para expansão da interligação Nordeste – Sudeste e atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada (e já licitada) a 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 na região Pindaí, foi recomendada (e já licitada) a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD C2 e C3.

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), obras licitadas em 2018.

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, licitada no ano 2018.

Para atendimento às cargas da região de Olindina recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Olindina.

Devido ao crescimento expressivo da carga na região oeste da Bahia, realizou-se estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Rio Formoso II, alimentada pela LT 230 kV Barreiras II – Rio Formoso II CD C1 e C2.

Na região do extremo sul da Bahia, em substituição à LT 230 kV Funil – Itapebi C3, cuja concessão foi cassada, recomendou-se a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1.

Para escoamento do potencial eólico e solar da Área Sul da região Nordeste, foi realizado estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II e o novo eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1.

Por fim, destaca-se que foi realizado estudo que recomendou a relicitação da SE 230/69 kV Pirajá, com uma nova solução de suprimento a partir de duas linhas de transmissão subterrâneas provenientes da SE Camaçari IV.

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 à região metropolitana de São Paulo, destaca-se a LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, com extensão aproximada de 15 km, cuja previsão de entrada em operação é junho de 2020. Essa nova linha de transmissão foi recomendada com o objetivo de sanar os problemas de sobrecarga durante contingência simples da LT 345 kV Xavantes – Bandeirantes C1, C2 e C3, além de prover a SE Bandeirante de confiabilidade diferenciada, uma vez que é uma subestação que supre uma parcela significativa da carga da capital.

Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, foi finalizado o estudo de atendimento às regiões Norte, Sul e Leste da capital, além da região do ABC. Esse estudo resultou na recomendação de um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, por meio de cerca de 50 km de novas linhas de transmissão subterrâneas em circuito duplo, com a indicação de duas novas subestações compactas (GIS) 345/88 kV, com capacidade máxima de transformação de 1200 MVA cada, para suprimento às cargas da ENEL SP, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade em horizonte superior a 20 anos. Os investimentos associados perfazem um total aproximado de R$ 3,0 bilhões.

No que diz respeito 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 em 2014, no Leilão ANEEL nº 001/2014, com previsão contratual para entrarem em operação em setembro de 2017, sob concessão da Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A (ELTE). No entanto, após início do processo de licenciamento e de projeto, a transmissora responsável tem relatado dificuldades para a viabilização do traçado apresentado para a linha de transmissão em 345 kV entre a futura SE Domênico Rangoni e o ponto de seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto C3, principalmente em decorrência de interferências críticas com o zoneamento aeroportuário da Base Aérea de Santos. Dessa forma, enquanto as tratativas relacionadas ao contrato de concessão encontram-se em andamento no âmbito do MME/ANEEL, a EPE vem realizando estudo no sentido de buscar solução estrutural alternativa para o atendimento ao litoral norte do estado. Também estão sendo estudadas medidas de mais curto prazo que possam minimizar o impacto do atraso desses empreendimentos

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 e da transformação 345/138 kV, com transformador defasador, em Porto Colômbia, objeto de autorização à Furnas. Ambos 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. A SE Morro Agudo 500/138 kV já se encontra em operação e o transformador defasador em Porto Colômbia está previsto para entrar em operação em setembro de 2019.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, foi licitada em 2016 a 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 Internacional de Guarulhos.

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, licitados em abril de 2017 no Leilão ANEEL nº 05/2016, reforçam o atendimento a diversos municípios do interior de São Paulo, tais como Presidente Prudente, Flórida Paulista, Dracena, Tupã, Valparaíso, Araçatuba e Birigui. O prazo contratual para entrada em operação desses empreendimentos é agosto de 2021.

Dando continuidade aos estudos de expansão dos sistemas supridores de municípios do interior do estado de São Paulo, foi finalizado no segundo semestre de 2017 o estudo de atendimento à região de Capão Bonito, que objetivou eliminar restrições associadas à contingência do único circuito em 230 kV que interliga a SE Botucatu à SE Capão Bonito. A solução estrutural recomendada contempla novas linhas de transmissão em 230 kV, além de reforços na DIT 138 kV. Parte dessa solução, a nova LT 230 kV Capão Bonito – Itararé II, foi licitada no Leilão nº 04/2018, com prazo contratual de implantação de março de 2023.

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, licitados no primeiro semestre de 2017 e previstos para entrarem em operação em janeiro de 2020.

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. Embora as contratações ainda não tenham sido representativas nessa região, há uma expectativa de aumento da competitividade para esse tipo de fonte, podendo acarretar em maiores montantes contratados nos próximos leilões e, consequentemente, atingir rapidamente os limites de escoamento atualmente calculados. Dessa forma, foi concluído, no primeiro semestre de 2018, um estudo prospectivo para a definição da expansão ótima da rede dessa região, onde foram recomendados reforços que não só possibilitam a ampliação da margem de contratação de novos projetos de geração, mas que também propiciam o adequado atendimento ao mercado local. Desse conjunto de reforços, destacam-se a LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 e o segundo banco de transformadores 440/138 kV, 300 MVA, na SE Água Vermelha, ambos recomendados para o ano de 2022. A nova LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 está prevista para ser licitada no próximo leilão de dezembro de 2019.

Por fim, destaca-se o Estudo de Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP, emitido em abril de 2019, que culminou com a recomendação de obras de elevação de capacidade de linhas existentes em 138 kV, cujos trechos alterados totalizam 224,3 km. O investimento total previsto é da ordem de R$ 200 milhões, incluindo nesse montante os investimentos associados às adequações nos terminais das linhas devido ao aumento da capacidade.

ESTADO DE MINAS GERAIS

Foram recomendados reforços para o sistema de transmissão que atende ao estado de Minas Gerais, os quais já se encontram em fase de execução.

Para as regiões Central e Leste do estado, estão em andamento 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 6 e LTs 500 kV, 345 kV e 230 kV associadas, além de reforços no sistema distribuidor local, permitirão um atendimento robusto a essas regiões no horizonte decenal.

A nova LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, aliada ao novo eixo em 500 kV Pirapora 2 – Presidente Juscelino – Itabira 5, com conexões em 345 kV para atendimento à região metropolitana de Belo Horizonte, trazem grande robustez ao atendimento elétrico do estado e em especial à sua capital.

Na região Leste está em andamento a construção da nova SE 230/138 kV Timóteo 2 e a LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2, para o atendimento à região de Timóteo, que hoje é realizado apenas pela LT 230 kV Ipatinga 1 – Timóteo, não atendendo ao critério N-1.

Na região da Mantiqueira, citam-se a nova LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, a LT 345 kV Jeceaba – Itabirito 2 C2 e a LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, todas em processo de execução. Elas garantem o atendimento ao critério N-1 na região e o aumento da confiabilidade de suprimento de energia elétrica.

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 Sul e a nova SE 230/69 kV João Monlevade 4 e 230/138 kV Braúnas na região Leste. Cita-se, por fim, a nova SE 230/138 kV Jaíba, que garante um novo ponto da Rede Básica no extremo Norte do estado.

Diversas ampliações em transformações de fronteira foram concebidas e já iniciaram o processo de implantação, como as SEs Neves 1, Ipatinga 1, Barbacena 2, Pimenta, Barreiro, Juiz de Fora, Governador Valadares 2 e Itabira 2 para permitir o atendimento ao critério N-1 e melhorar a confiabilidade.

No que se refere aos reforços relacionados ao escoamento prospectivo de energia renovável, foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 002/2018 as instalações recomendadas no estudo de escoamento do potencial solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Nesse estudo, foi indicada como solução estrutural a construção da SE 230/138 kV Jaíba, da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2, 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 da já mencionada SE Jaíba, com atendimento regional para o extremo Norte do estado.

Foi finalizado o estudo de atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira, que recomendou um novo ponto de atendimento à distribuidora Energisa Minas Gerais na região da Zona da Mata. Essa região será atendida pela nova SE 345/138 kV Leopoldina 2 e as novas LTs 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e Leopoldina 2 – Lagos, permitindo uma nova conexão entre os Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro. Adicionalmente, será expandida a transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho, que receberá novo acesso 138 kV da Cemig-D para atendimento à região de Carangola. Essas obras constam do Lote 3 do Leilão de Transmissão nº 002/2019, a ser realizado em dezembro/19.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, que recomendou três novos pontos de fronteira para a região, a nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, a nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 e a nova SE 345/138 kV Araxá 3. Somam-se a esses reforços a nova transformação 500/345 kV da SE Nova Ponte existente, a LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e a LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3. Essas obras propiciarão alívio para a malha 138 kV local da Cemig-D, cujo carregamento é muito sensível aos diversos cenários de geração, além de permitir a abertura de margens para futuros projetos de geração a biomassa e solares fotovoltaicos, que têm grande potencial nesta região. Essas obras constam do Lote 7 do Leilão de Transmissão nº 002/2019, a ser realizado em dezembro/2019.

É importante mencionar 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.

Está também em fase de avaliação o atendimento a Ipatinga, que pretende atender o

critério N-1 da transformação 230/13,8 kV da SE Ipatinga 1.

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, está em andamento um novo estudo de atendimento ao Espírito Santo considerando o elenco com as obras emergenciais e estruturais já recomendadas. Este estudo contemplará a análise da rede de atendimento à região da serra capixaba, a qual, segundo informações da EDP, apresenta restrições de carregamento e perfil de tensão.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Um dos principais reforços que estão sendo incorporados ao SIN é o novo setor de 345 kV da SE Nova Iguaçu, com um autotransformador 500/345 kV – 3x300 MVA no seu estágio inicial, previsto para entrar em operação em abril de 2020. Adicionalmente, está prevista para abril de 2021, a expansão da transformação 500/138 kV com a entrada do 2º ATF 3 x 300 MVA.

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.

Merece destaque o estudo para escoamento das usinas térmicas contratadas e futuras dos estados do RJ e ES. Este estudo indicou um novo eixo em 500 kV em circuito duplo deste a SE Terminal Rio até a SE Mutum, em MG, passando pelas novas SEs coletoras Lagos e Campos 2. Este estudo foi mais detalhadamente descrito no item 4.1.

Ainda com relação ao Rio de Janeiro, está em atividade um Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de indicar solução de longo prazo para o crescente nível de curto-circuito na região metropolitana do estado. Esse GT é coordenado pela EPE e conta com a participação do ONS, Light e Furnas. Dentre as atividades do GT, destacam-se a ampla pesquisa de soluções de dispositivos limitadores de curto-circuito e as simulações da efetividade de cada uma delas na região de interesse. De acordo com o cronograma de atividades vigente, a indicação da solução de longo prazo para mitigação dos níveis de curto-circuito deverá ocorrer até o fim de 2019.

Encontra-se em andamento o estudo de atendimento a Niterói e Magé, que avalia a viabilidade técnico-econômica de um novo ponto de suprimento para a região *versus* reforços na rede de distribuição existente. Atualmente a SE Venda das Pedras 345/138 kV é o ponto de Rede Básica que supre a região.

Por fim, destaca-se que no ciclo anterior do Plano Decenal havia sido finalizado o estudo de atendimento à região de Italva (Norte Fluminense), o qual avaliou tanto as alternativas de novo suprimento via Rede Básica quanto de reforços na rede de distribuição, tendo sido a implantação progressiva de

bancos de capacitores na SE 138 kV Cambuci. No entanto, o estudo está sendo revisto em função da revisão do plano de obras da distribuidora Enel.

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 já se encontra em operação, aguardando apenas a integração das obras de distribuição associadas, as quais já se encontram em fase de execução. Após concluído, 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

No Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Trindade, Xavantes e Carajás. Está em execução a construção da LT 230 kV Trindade – Firminópolis, que elimina o atendimento radial da SE Firminópolis à região Oeste do estado.

Foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 002/2018 diversos reforços no estado, com destaque para a nova transformação 345/230 kV e novo pátio 345 kV da SE Pirineus existente e a nova LT 230 kV Edéia-Cachoeira Dourada. Em conjunto com as obras já autorizadas de expansão das transformações de fronteira de Edéia e Cachoeira Dourada, estes reforços permitirão eliminar problemas no eixo de 230 kV na região central e sul do estado. Foi outorgado, também, o novo compensador estático da SE Barro Alto, necessário para dar suporte de tensão a toda região norte do estado quando da perda de uma LT do eixo de 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia - Barro Alto – Águas Lindas.

Foi também arrematada no mesmo leilão a nova SE 230/138 kV Rio Claro 2, que atenderá a região de Rio Claro, Jataí e Rio Verde segundo os critérios de confiabilidade vigentes.

Foi concluído o estudo de atendimento à região de Inhumas, que recomendou a nova SE 230/138 kV Goianira e as LTs 230 kV Trindade – Goianira e Goianira – Xavantes, que solucionam problemas no sistema distribuidor local.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento à região nordeste de Goiás, que recomendou, no horizonte de planejamento indicativo, a nova SE 230/138 kV Iaciara 2, a LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2 C1 e C2 e o novo pátio 230 kV da SE Rio das Éguas existente. Esses reforços deverão ser levados a outorga apenas se for confirmada a execução de todo o potencial de PCHs da região de Iaciara. O sistema distribuidor local consegue escoar apenas uma fração desse potencial, a partir do qual o referido reforço estrutural se faz necessário. Ressalta-se que as obras recomendadas por esses dois estudos recentemente finalizados ainda aguardam processo de outorga.

Recentemente foi realizada uma avaliação da antecipação de reforços em 500 kV no Estado de Goiás, que estavam inicialmente relacionados ao escoamento do novo elo de corrente contínua Graça Aranha – Silvânia. Desta forma foi recomendada a

antecipação da SE 500 kV Silvânia e respectivos seccionamentos e da LT 500 kV Trindade – Silvânia.

ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV.

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. Essas obras serão licitadas no leilão n° 002/2019, previsto para ocorrer no dia 19 de dezembro.

A EPE está desenvolvendo um estudo de atendimento à capital Rio Branco, no qual estão sendo avaliadas alternativas locacionais para um novo ponto de suprimento (SE Alto Alegre II), e uma nova interligação com o estado de Rondônia, via linha de transmissão em 230 kV.

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 sido assinado, as obras foram relicitadas em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A..

ESTADO DO 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), entrou em operação em junho de 2018, 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 entrou em operação em junho de 2018 a 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.

Foi finalizado estudo para atendimento ao mercado da região norte do Mato Grosso, que contemplou a avaliação da permanência ou não do ramal provisório de Sinop, instalado no seccionamento da LT 500 kV Claudia – Paranatinga C2 em função do atraso nas obras de transmissão previstas.

O objetivo desse ramal provisório 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 resultou na recomendação da adequação do ramal provisório aos padrões de Rede Básica, para que o mesmo se torne um ponto permanente de atendimento à região.

Por fim, destaca-se que em andamento a reavaliação do atendimento a Cuiabá, em que será verificada a atual data de necessidade de entrada da SE 230/138 kV Cuiabá Norte (anteriormente denominada SE 230/138 kV CPA). Essa reavaliação foi motivada pela significativa redução no mercado da região metropolitana de Cuiabá em relação à época do estudo original. Ademais, a recomendação dos transformadores defasadores no setor de 138 kV de Várzea Grande, bem como a substituição de três transformadores da SE 230/138 kV Coxipó (de 100 para 150 MVA) também contribuíram para a postergação do futuro novo ponto de suprimento (SE Cuiabá Norte).

ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL

Com o objetivo de solucionar os problemas previstos no atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul, foi emitido, em 2015, um estudo de planejamento que recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 230 kV na região. Essas obras foram objeto de licitação no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em julho de 2022.

Já em 2019, foi concluído um estudo de planejamento envolvendo a região sul do estado. Esse estudo resultou na recomendação da nova SE 230/138 kV Iguatemi 2, que será fundamental para assegurar o atendimento às cargas locais nos próximos anos. A expectativa é que essa instalação seja licitada em 2020, possivelmente entrando em operação no início de 2025.

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, e 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

Em 2013, foi emitido 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 004/2018 (BOX 4.7). Quando da entrada em operação dessas obras, o estado contará com uma capacidade de transmissão próxima a 6000 MW. A maior parte dessas obras deverá entrar em operação em março de 2023.

Com o propósito de solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas registrados no sistema elétrico da região do litoral norte durante os períodos de verão, quando ocorrem picos de carga, foi concluído um estudo de planejamento em 2014. 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 e prevista para entrar em operação em fevereiro de 2021.

Em 2017, foi finalizado um estudo de planejamento envolvendo a Região Serrana do estado. Esse estudo teve por objetivo solucionar sobrecargas esperadas em instalações de transmissão locais. As obras recomendadas no estudo referido deverão ser licitadas no Leilão de Transmissão 002/2019, estimando-se a sua entrada em operação para março de 2025.

Também em 2017 foi finalizado um estudo de planejamento na Região de Cruz Alta, que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Cruz Alta 2 para o atendimento às cargas da distribuidora e permissionárias locais. Essa subestação foi licitada no Leilão de Transmissão 002/2018, estando prevista para entrar em operação em março de 2022.

Em 2019, foi concluído um grande estudo na Região Metropolitana de Porto Alegre com o objetivo de solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do

sistema. Vale destacar que, ao longo desse estudo, foi estabelecida uma importante sinergia com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância futuramente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, possivelmente entrando em operação no início de 2026

Em complemento aos estudos citados, há ainda a perspectiva de realização de novos estudos de planejamento no estado a partir do primeiro semestre de 2020. Esses estudos deverão solucionar problemas elétricos específicos da Região de Lajeado e da Região Sudoeste do estado.

BOX 4.7 - EMPREENDIMENTOS ATRASADOS NA REGIÃO SUL

Após sagrar-se vencedora do Leilão de Transmissão 004/2014 – Lote A, a ELETROSUL assinou o Contrato de Concessão 01/2015 para a implantação e manutenção das instalações de transmissão de energia no estado do Rio Grande do Sul, com data de entrada em operação comercial prevista para março de 2018.

Posteriormente, em função de dificuldades financeiras enfrentadas pela ELETROSUL, o MME optou por declarar a caducidade das instalações envolvidas e promover a sua relicitação através do Leilão de Transmissão 004/2018. Essas instalações fizeram parte dos Lotes 10 a 13 do certame, que ainda contemplou obras adicionais recomendadas no mesmo estudo de planejamento a partir do Lote 14.

Destaca-se que todos os lotes referidos foram licitados junto a Sociedades de Propósito Específico (SPEs) distintas entre si. Os Lotes 10 a 13 foram objeto dos Contratos de Concessão 10/2019, 11/2019, 12/2019 e 13/2019, com as obras em questão previstas para entrar em operação em março de 2023. Já o Lote 14 foi objeto do Contrato de Concessão 14/2019, prevendo-se a implantação das obras associadas

ESTADO DE SANTA CATARINA

Para solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico nas Regiões Sul e Extremo Sul do estado, bem como para eliminar a dependência da região em relação ao despacho de geração da UTE Jorge Lacerda (carvão) foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2013. Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo de instalações em 525 kV na região, dentre elas, a SE 525/230 kV Siderópolis 2. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, estando previstas para entrar em operação em dezembro de 2020.

Quanto aos problemas de subtensões e sobrecargas esperados para o sistema elétrico das regiões norte do estado e do Vale do Itajaí, foi realizado um estudo de planejamento que recomendou a implantação de um número significativo 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 foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 e deverão entrar em operação em março de 2024.

Em 2016, foi reavaliado o 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. Essa reavaliação resultou na recomendação da implantação de uma nova subestação na região, a SE 230/138 kV Ratones, e da

LT 230 kV Biguaçu – Ratones C1 e C2, que possuirá trechos aéreos, submarinos e subterrâneos. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2018, estando previstas para entrar em operação em setembro de 2023.

Com o objetivo de solucionar os problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema da região oeste do estado, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2017. Esse estudo recomendou a implantação de uma fonte 525/230 kV na região, a partir do estabelecimento de um pátio de 230 kV na SE 525 kV Itá. Adicionalmente, foi recomendada a implantação das novas SE 230/138 kV Chapecoense, SE 230/138 kV Concórdia, SE 230/138 kV Descanso e SE 230/138 kV Videira Sul. Destaca-se que a maior parte dessas obras foi licitada no Leilão de Transmissão 004/2018, tendo a entrada em operação prevista para março de 2024.

Atualmente, encontra-se em andamento um estudo de planejamento que tem o objetivo de solucionar problemas elétricos previstos na Região Sul do estado. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, estimando-se a sua entrada em operação para o início de 2026.

ESTADO DO PARANÁ

Com o objetivo de solucionar as sobrecargas previstas no sistema elétrico das Regiões Norte e Noroeste do estado, quando da implantação de despacho de geração elevado na UHE Rosana, foi realizado estudo de planejamento que recomendou, dentre outros reforços, a implantação da nova SE 525/230 kV Sarandi. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em agosto de 2022.

Para assegurar o suprimento de energia elétrica da região centro-sul do estado frente aos graves problemas de tensão da região, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2015. 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 foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2017, estando previstas para entrar em operação em setembro de 2021.

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. Vale destacar que ao longo desse estudo, uma importante sinergia vem sendo estabelecida com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância posteriormente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras estruturantes a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2021, possivelmente entrando em operação no início de 2026.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento no estado a partir do primeiro semestre de 2020. Esse estudo deverá solucionar problemas elétricos específicos da Região Oeste do estado.

4.6 Evolução Física e Investimentos

As informações referentes à evolução física e investimentos previstos para o sistema de transmissão no horizonte 2029 são relativas às instalações da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, discretizadas em linhas de transmissão (km) e subestações (MVA). No caso das subestações, embora o quantitativo físico seja mensurado em capacidade de transformação (MVA), os investimentos associados englobam, além de custos de transformadores, custos de terrenos, edificações, casas de comando, equipamentos de compensação reativa, módulos de conexão, etc.

O Anexo II do Capítulo 4 apresenta todos os empreendimentos de transmissão previstos para entrar em operação até dez/2029, tendo por base:

- Informações de junho/2019 do DMSE/MME, para o caso de empreendimentos já outorgados.

- Previsões mais realistas para a entrada em operação da obra, no caso de empreendimentos ainda não outorgados, considerando-se os prazos atualmente verificados no processo de outorga, que se inicia após a emissão do Relatório R1.

As tabelas e gráficos apresentados ao final do presente Capítulo destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2020-2029.

O montante total de investimentos previsto dentro desse horizonte é de RS 103,7 bilhões, sendo R$ 73,6 bilhões em linhas de transmissão e R$ 30,1 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Cabe destacar que o valor de investimento de cada empreendimento é contabilizado no ano de previsão de entrada em operação.

Desses empreendimentos, um total de R$ 64,9 bilhões já possui outorga. Dos R$ 38,8 bilhões restantes com relação ao investimento total, há uma parcela associada a empreendimentos recomendados em estudos de planejamento concluídos, porém, ainda sem outorga (R$ 23,6 bilhões). A outra parcela (R$ 15,2 bilhões) equivale à expectativa de investimentos associados às obras classificadas como indicativas, que são aquelas que ainda serão objeto de recomendação de estudos em andamento ou a iniciar, cujas previsões de entrada em operação são compatíveis com o horizonte do PDE (2029).

O montante de obras indicativas é estimado com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos com data de necessidade a partir de 2013, sendo desconsiderados, dessa média, os empreendimentos estruturantes, tais como escoamento de grandes usinas e ampliações de interligações regionais. Esses investimentos são distribuídos uniformemente no período de 2027 a 2029, sendo cerca de R$ 10,0 bilhões em linhas de transmissão e R$ 5,0 bilhões em subestações.

Conforme pode ser observado no Gráfico 4-6 e no Gráfico 4-7, os investimentos associados aos empreendimentos ainda sem outorga encontram-se mais concentrados no período de 2025 a 2029, com destaque para as obras referenciais relativas ao Bipolo Graça Aranha – Silvânia, previstas para o ano de 2027, com vistas a promover maior folga para expansões futuras de geração nas regiões N/NE, bem como proporcionar maior segurança e flexibilidade ao sistema interligado. Somente para o Bipolo Graça Aranha – Silvânia, estima-se um investimento total aproximado de R$ 5,0 bilhões em 2027.

BOX 4.8 – PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET) / PLANO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO (PELP)

Devido a diferenças de premissas, a comparação dos quantitativos indicados no PDE com os montantes apresentados no documento Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) deve ser efetuada com cautela, pois pode acarretar conclusões imprecisas.

Ao contrário do PET/PELP, o PDE também abrange obras outorgadas e estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, considerando os empreendimentos resultantes de estudos finalizados e, adicionalmente, outras obras indicativas antecipadamente estimadas com base em estudos que ainda se encontram em andamento, com o objetivo de possibilitar uma visão prospectiva do montante de investimentos previstos no horizonte decenal. Por outro lado, o PET/PELP compreende unicamente os empreendimentos resultantes de estudos já finalizados e não outorgados, porém extrapolam o horizonte de dez anos do PDE.

Tabela 4-3 - 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 jun/2019	4.168	2.683	12.816	51.791	6.758	10.319	59.097	**147.632**
Estimativa dez/2019	9.046	2.683	12.816	52.827	6.800	10.327	59.920	**154.419**
Evolução 2020-2029	2.920	0	0	28.146	228	1.526	16.179	**48.998**
Evolução 2020-2024	0	0	0	20.735	122	1.294	9.644	**31.795**
Evolução 2025-2029	2.920	0	0	7.411	106	232	6.534	**17.203**
Estimativa 2029	11.966	2.683	12.816	80.973	7.028	11.853	76.098	**203.417**

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 junho/2019 do DMSE/MME.

Tabela 4-4 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em jun/2019	24.897	174.156	30.082	52.445	103.626	**385.206**
Estimativa dez/2019	24.897	181.416	30.082	53.145	106.552	**396.092**
Evolução 2020-2029	0	85.052	5.773	16.102	54.334	**161.262**
Evolução 2020-2024	0	56.886	2.750	9.269	30.628	**99.533**
Evolução 2025-2029	0	28.166	3.023	6.833	23.706	**61.728**
Estimativa dez/2029	24.897	266.468	35.855	69.247	160.886	**557.354**

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.
(2) Dados de junho/2019 do DMSE/MME.
(3) Não inclui transformadores das estações conversoras

Gráfico 4-2 - Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

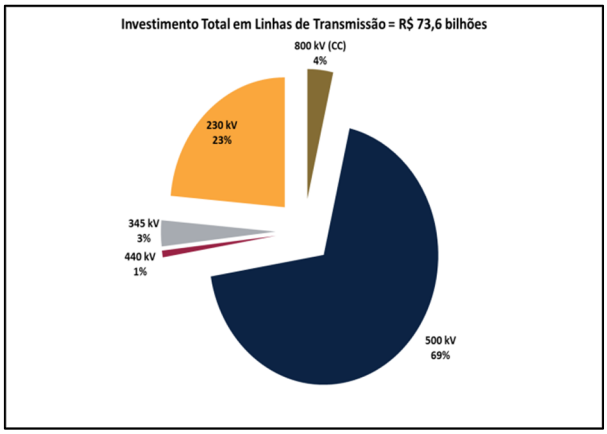


Gráfico 4-3 - Investimento total em subestações, por nível de tensão

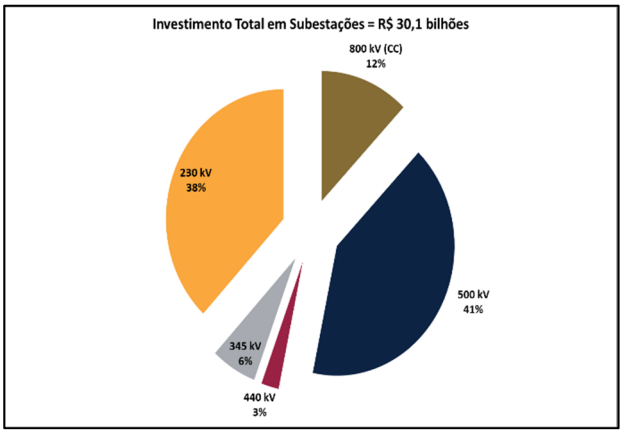


Gráfico 4-4 - Investimento em linhas de transmissão por ano

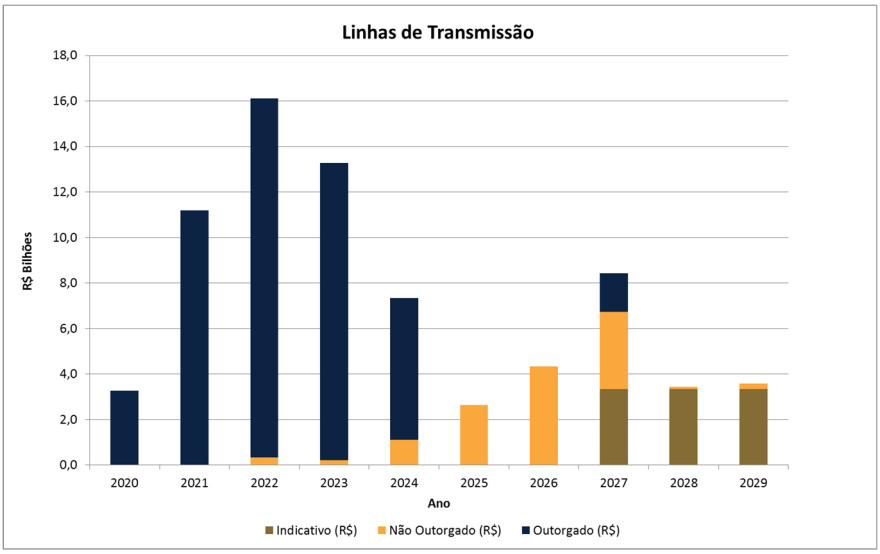


Gráfico 4-5 - Investimento em subestações, por ano

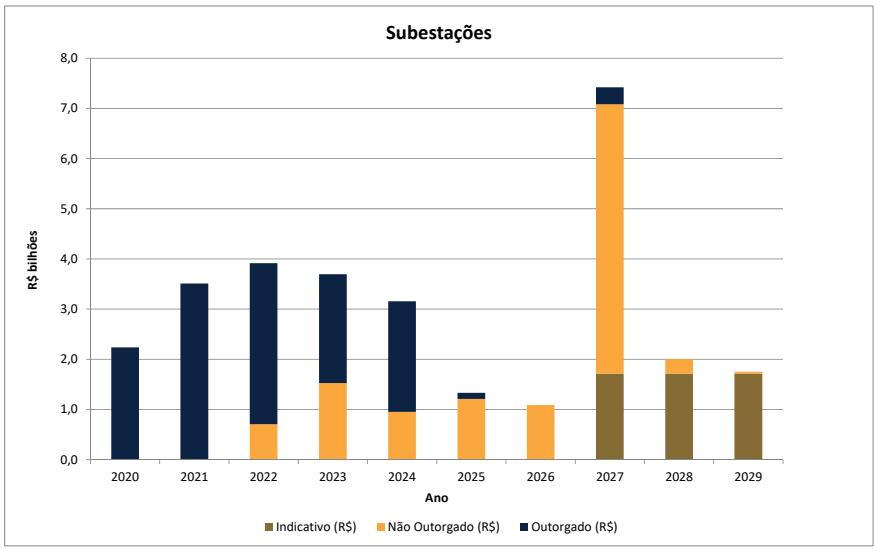


Gráfico 4-6 - Investimento Total – Período 2020 a 2024

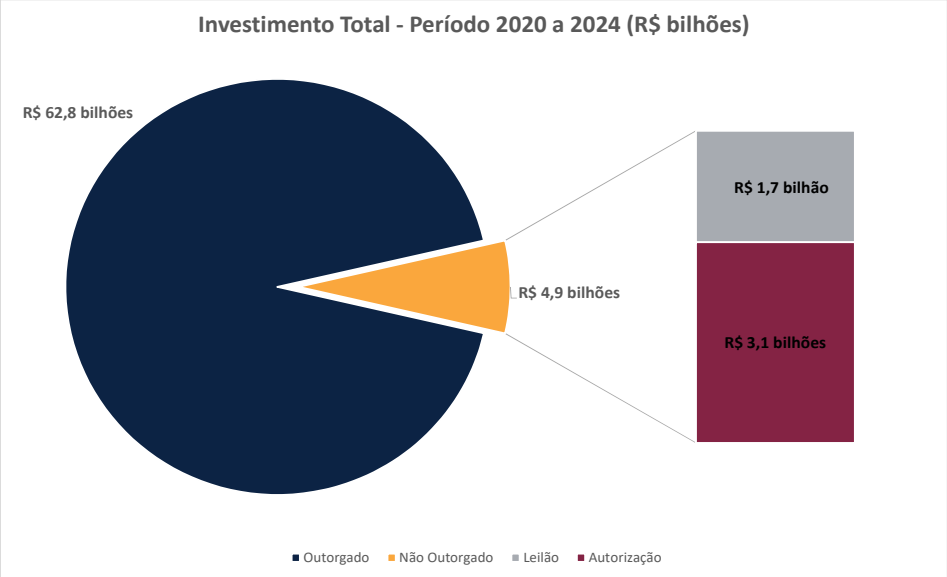
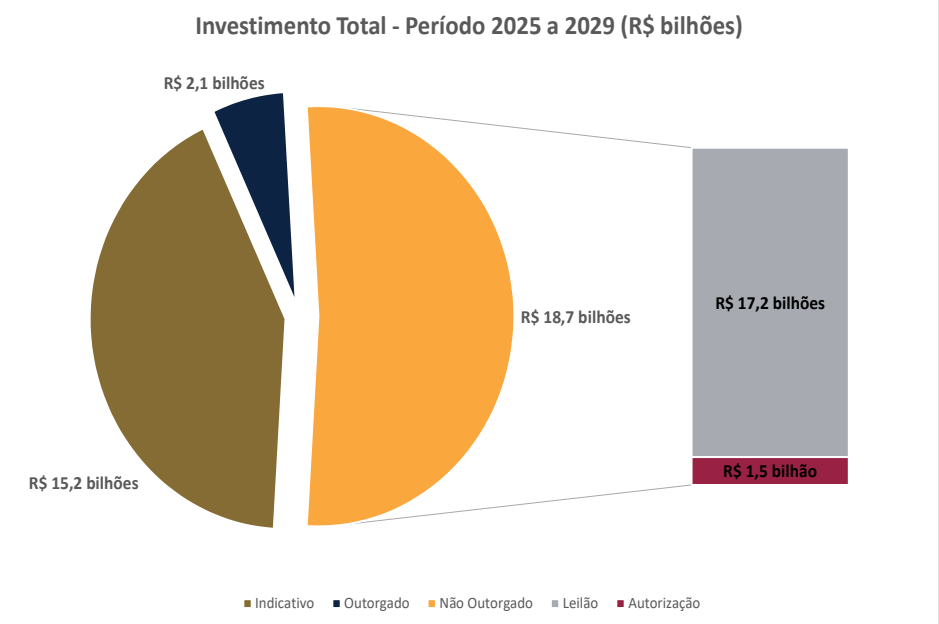


Gráfico 4-7 - Investimento Total – Período 2025 a 2029



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 2023, foi derivada a partir do ciclo tarifário 2019-2020 (atualmente vigente), que apresenta valor de R$ 22,17 bilhões, em acordo com a Nota Técnica nº 117/2019-SGT/ANEEL.

A evolução da RAP no período decenal foi calculada considerando-se as receitas contratadas dos empreendimentos de transmissão já outorgados, além de receitas estimadas para as demais obras planejadas no período 2020-2029 (sem instalações de fronteira), tomando-se por base uma relação RAP/investimento da ordem de 12%.

A Tabela 4-5 apresenta os valores médios da TUST de geração e de carga projetados para os anos 2023 e 2029, considerando-se as quatro regiões geoelétricas do País.

O Anexo "Evolução da TUST" apresenta resultados mais detalhados, com a distribuição das TUST em cada um dos submercados.

Tabela 4-5 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R$/kW.mês)		TUST de Carga (R$/kW.mês)	
	Ano 2023	Ano 2029	Ano 2023	Ano 2029
Sul	6,543	7,735	10,319	10,865
SE/CO	7,547	8,558	9,516	10,048
Nordeste	5,824	7,878	11,037	10,722
Norte	6,083	7,634	10,778	10,967

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> O atraso de obras e a não implantação de instalações licitadas sob a responsabilidade de diversos agentes impactou negativamente a evolução dos sistemas planejados para o SIN, notadamente daquelas instalações responsáveis pelo escoamento da energia gerada seja pela UHE Belo Monte, seja pelas usinas renováveis da região Nordeste, reforçando as interligações regionais. Desta forma, a EPE vem tratando desse tema com a atenção necessária, e para cada empreendimento foi realizada análise específica e definida a melhor solução, seja ela a relicitação, a não implantação das obras ou a recomendação de diferentes reforços. Na sua grande maioria, as soluções mitigadoras recomendadas nos estudos da EPE já foram licitadas. Estão pendentes de outorga os seguintes reforços: LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, SE 230/69 kV Pirajá, LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1 e C2, LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu C1, recomendadas para atendimento a carga no estado da Bahia e o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II, para escoamento de geração nessa subestação.

> Devido ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade da obra, é de até 60 meses, a EPE vem realizando, com sucesso, estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. É importante destacar 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 pela EPE treze estudos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) quatro estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás.

> Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas.

> Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

> O aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão deve ser buscado, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve sobretudo a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica.

> O plano de obras apresentado neste PDE abrange obras outorgadas e a outorgar, além de estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, no sentido de capturar recomendações de estudos que se encontram em andamento e a iniciar.

> A expectativa é que os investimentos totais atinjam cerca de R$ 103 bilhões, sendo R$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R$ 30 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

> Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações a serem outorgadas, o valor total estimado é da ordem de R$ 39 bilhões. Desses R$ 39 bilhões, o montante aproximado de R$ 24 bilhões corresponde aos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento, sendo o restante, cerca de R$ 15 bilhões, correspondente às obras indicativas, que são aquelas associadas aos estudos de planejamento em andamento ou a iniciar, compatibilizadas com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos de transmissão.

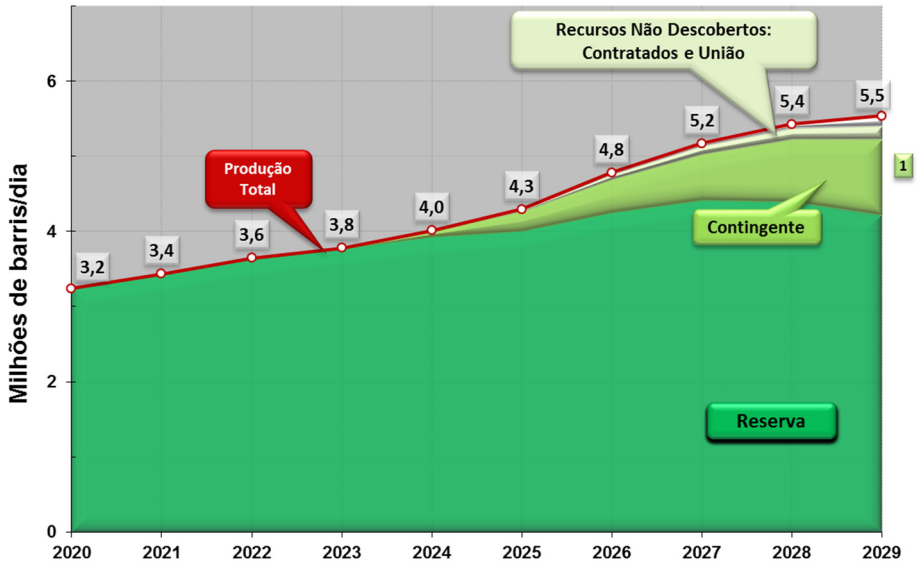
5. Produção de Petróleo e Gás Natural

5.1 Previsão de Produção de Petróleo

A previsão de produção de petróleo, apresentada no Gráfico 5-1, foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso.

A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2027, mantendo o patamar em torno de 4 milhões de bbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do pré-sal, em especial os campos de Búzios, Lula, Mero, Sépia e Atapu, representando cerca de 69% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2019-2023, três módulos de produção para Búzios, até 2021, além de outros 4 distribuídos para os campos de Atapu (1), Mero (2) e Sépia (1).

Gráfico 5-1 - Previsão de produção diária de petróleo nacional



A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para as quais se estima uma produção de 92% 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 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2029. A contribuição da produção dos recursos na área da União,[28] dependente da realização de novas contratações,[29] por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 2% da produção total em 2029. Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2029 seja cerca de 111% maior do que a registrada em 2018 (2,6 milhões de bbl/dia).

As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 82% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total, onde há uma expectativa de uma melhora da previsão de produção para o próximo ciclo 2030, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020).

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Mais detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são disponibilizados no Capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo.

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 59% da produção brasileira total de petróleo e 56% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório que apresenta grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial.

Nos próximos cinco anos, dos treze projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2019-2023, nove 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. A produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal de acordo com o nível estratigráfico imediatamente abaixo da camada de Sal, nas Bacias de Campos e Santos. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos, como Lula, Sapinhoá, Búzios e Mero. As classificações em pós-sal e extra pré sal referem-se às unidades produtivas localizadas na área do polígono do marco regulatório, ou fora desta, respectivamente.

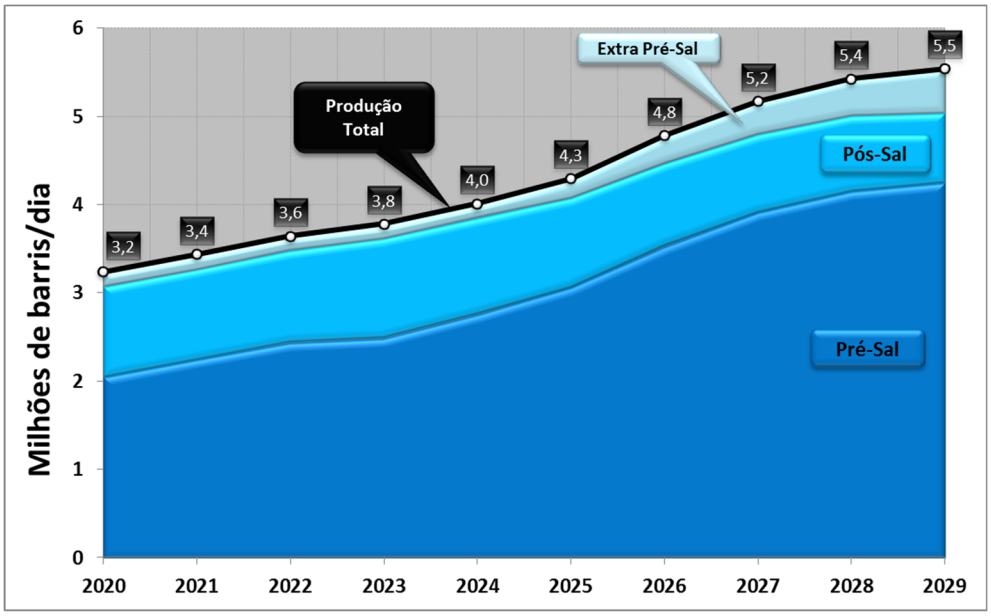
Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período (Gráfico 5-2), devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 77%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 14%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 9%.

[28] 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.

[29] Novas contratações são consideradas para este PDE considerando o cronograma de rodadas de licitação aprovado pelo CNPE.

Gráfico 5-2 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



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 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 155 milhões de m3/dia. Em 2029, a reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos (Gráfico 5-3). 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 e Campos, pelas descobertas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com 80% do total dos recursos contingentes no ano de 2029.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e em 2023, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2029.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 84% do total previsto para 2029, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 5-4), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as UPGNs, é obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Gráfico 5-3 - Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional

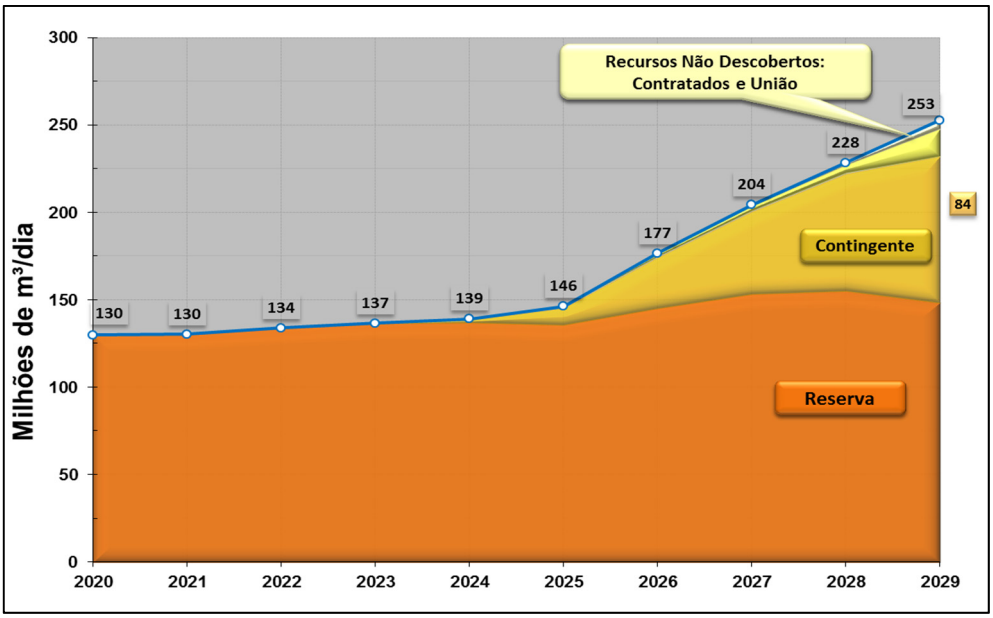
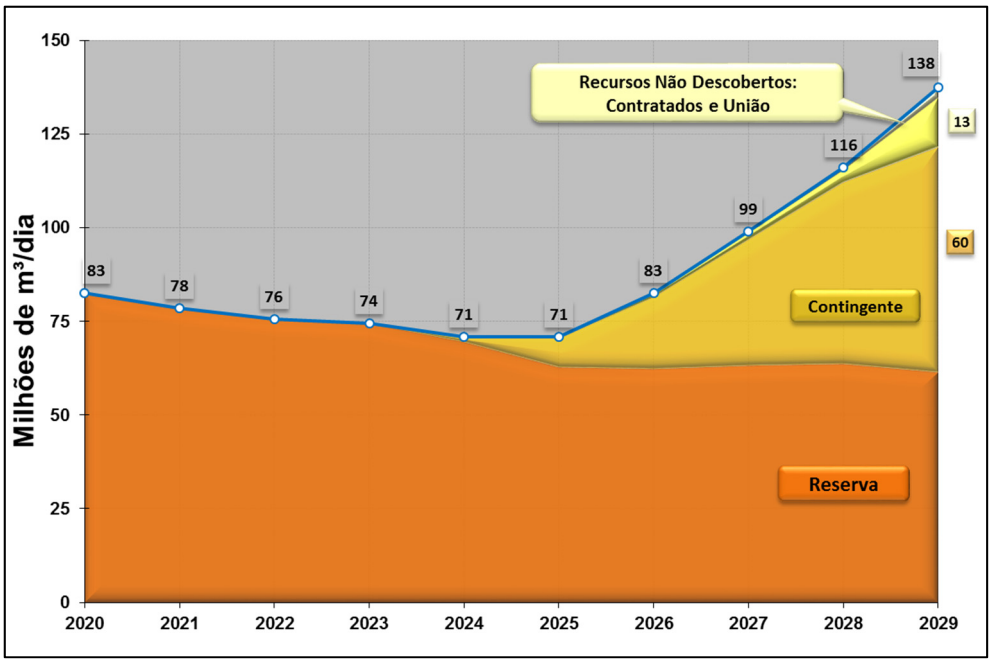


Gráfico 5-4 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional



A previsão de produção líquida de gás natural apresenta um suave decréscimo nos primeiros 5 anos decorrente do declínio natural dos campos em produção no Pós-sal e Extra Pré-sal. Seu comportamento não acompanha a produção bruta, nesse período, devido à reinjeção do gás do pré-sal.

São considerados altos índices de reinjeção, principalmente para aumentar a recuperação do óleo. No entanto, apesar dos expressivos volumes, a monetização deste gás depende de uma série de investimentos e de definições em relação ao mercado consumidor frente aos custos elevados para aproveitamento deste insumo energético.

A partir de 2025, espera-se um aumento na produção líquida através da entrada de novos projetos, com destaque para as Bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e o início da produção do Excedente da Cessão Onerosa.

BOX 5.1 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NO HORIZONTE DO PDE 2029

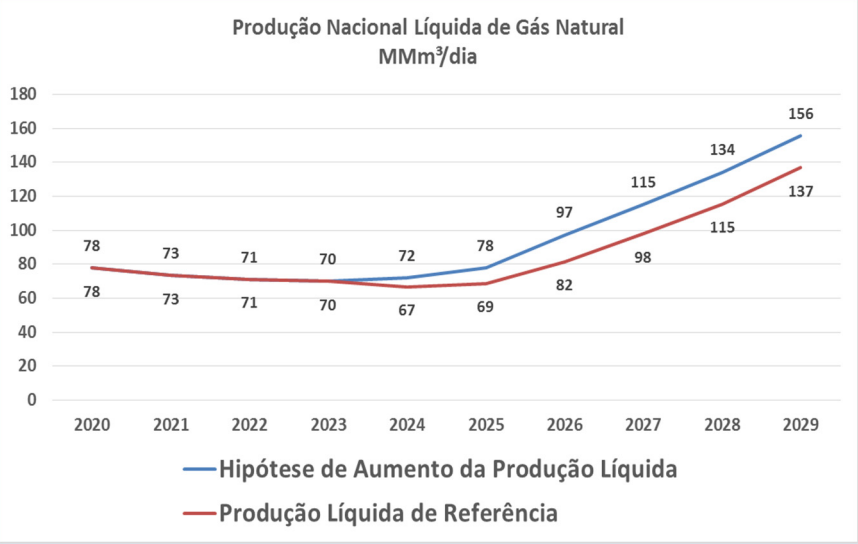
A disponibilidade de gás natural para o mercado consumidor depende de investimentos em infraestrutura de escoamento, além de decisões operacionais e técnicas por parte das empresas concessionárias. Soma-se a essas necessidades as ações governamentais de incentivo e de cunho regulatório.

O aumento da previsão de produção líquida de gás natural permanece aquém do alto potencial de disponibilidade que a produção bruta brasileira permite alcançar. Parte considerável do gás natural permanece sendo reinjetado em função do aumento da recuperação do óleo e pela dificuldade de monetização, sobretudo devido à falta de infraestrutura de escoamento.

As discussões trazidas pelo Programa "Novo Mercado de Gás" configuram um cenário otimista com relação ao aumento do aproveitamento deste insumo. Estão previstas ações para promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e federal no setor, integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial e remoção de barreiras tarifárias que impeçam a abertura do mercado. Esse conjunto de medidas busca atrair investimentos para o setor nos próximos anos.

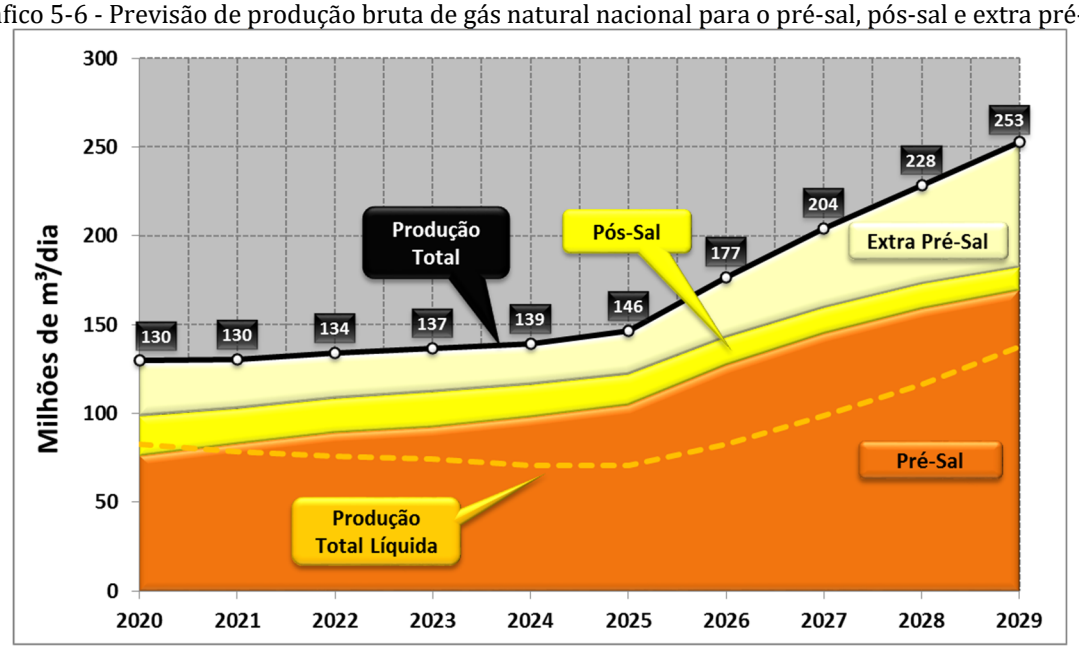
Nesta perspectiva, foi elaborado um cenário de disponibilidade calcada em uma hipótese alta de produção líquida. Esta hipótese considera a diminuição da reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento desta produção. O Gráfico 5-5 compara a previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural. Mais informações sobre a perspectiva de aumento do aproveitamento do gás podem ser encontradas no Capítulo Oferta de Gás Natural.

Gráfico 5-5 – Previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás



O Gráfico 5-6 apresenta as previsões de produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra-pré-sal. A produção do pré-sal prevalece alcançando cerca de 67% do total em 2029. A partir de 2025 ocorre um crescimento mais acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal, cerca de 28% do total em 2029, onde destacam-se as contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

Gráfico 5-6 - Previsão de produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



BOX 5.2 – INCERTEZAS AO CUSTO DO GÁS DO PRÉ-SAL COM PRESENÇA DE CO_2

As bacias de Campos e Santos despontam como as principais bacias produtoras de petróleo do Brasil, em especial devido ao pré-sal. Na sua maior parte, o gás natural do pré-sal encontra-se associado ao óleo com uma alta razão Gás-Óleo (RGO) e com considerável teor de contaminantes, em algumas regiões, em particular dióxido de carbono (CO_2), implicando em aumento dos custos para sua remoção.

Baseado no estudo da EPE (2019) – Informe: "Custos de Gás Natural no pré-sal Brasileiro", para estimar os preços de *break-even* do gás natural proveniente de projetos típicos do pré-sal brasileiro, foram simulados fluxos de caixa para distintos projetos, com base em informações de custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX), coletadas na literatura, assim como parâmetros operacionais típicos de E&P, escoamento e processamento. Devido à influência direta da dificuldade de explotação do gás natural em campos com teores elevados de CO_2, nos preços de *break-even*, as simulações foram realizadas considerando teores de CO_2 de cerca de 80 campos das duas bacias (d'Almeida, K.S. et al., 2018).

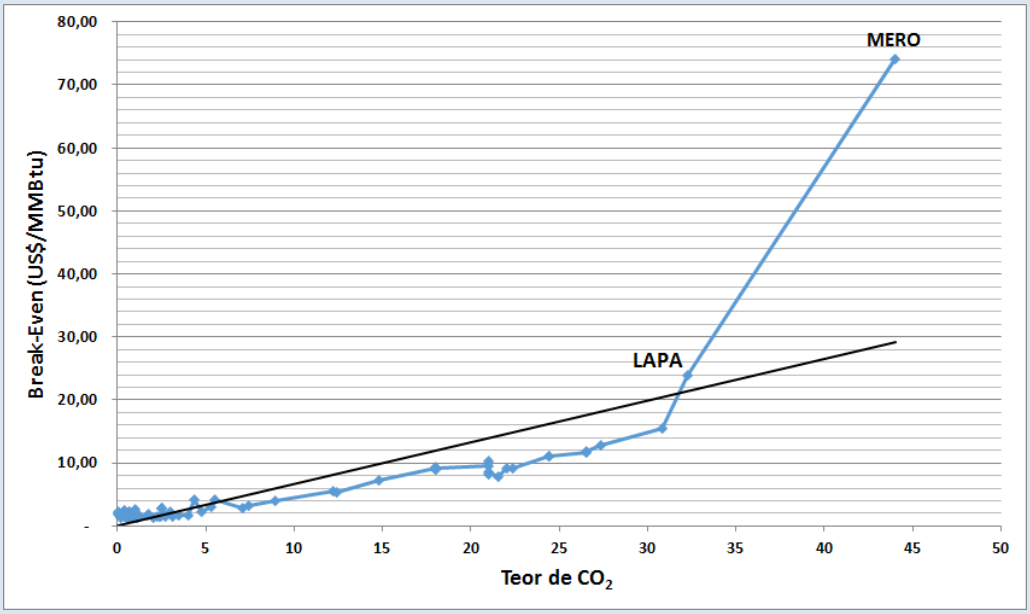
Desta forma, foram estimados os custos incorridos na produção, separação, escoamento e processamento do gás natural no ambiente pré-sal das bacias de Santos e de Campos, avaliando-se também os desafios técnicos e econômicos para a destinação do gás natural ao mercado nacional por meio de gasodutos.

(CONT.)

BOX 5.2 - (CONT.)

Os resultados da análise econômica, vistos no Gráfico 5-7 – permitiram concluir que, com base nos parâmetros adotados, os valores de *break-even* do gás natural podem variar de US$ 1,20/MMBtu a cerca de US$ 15,00/MMBtu, a depender do teor de CO_2 e distância entre o campo produtor e o litoral, no cenário em que sejam realizados abatimentos referentes aos valores da comercialização do GLP e C5+ dos preços finais do gás natural. Apenas os campos de Lapa e Mero ficam fora desta faixa, pois apresentam um valor de *break-even* em torno de US$ 24,00/MMBtu e US$ 74,00/MMBtu, respectivamente. Para que o gás natural do pré-sal tenha um *break-even* próximo ao valor da molécula vendida em 2018 no Brasil, de US$ 6,50/MMBtu a US$ 8,50/MMBtu (MME, 2019), este deve ter um teor de CO_2 de até cerca de 22%.

Gráfico 5-7 – Break-even do Gás Natural do pré-Sal por Teor de CO_2



5.3 Previsão de Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente

A Cessão Onerosa foi criada em 30 de junho de 2010 por meio da Lei nº 12.276/2010, definida como um regime de contratação direta de áreas específicas de petróleo da União para a Petrobras. Deste modo, a Petrobras era a responsável pela exploração e produção das destas áreas, sendo obrigatório o controle de operacional das atividades exploratórias. A lei outorgou o direito à Petrobras de prospecção nesta área do volume máximo limitado à 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

As áreas originalmente concedidas para a Petrobras foram: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba (área contingente). Posteriormente, essas áreas foram avaliadas e tiveram sua comercialidade declarada, com exceção de Peroba. Segundo a ANP,

foram perfurados mais de 80 poços nos últimos dez anos. Destas áreas, pode-se listar os seguintes campos: Búzios (Franco); Itapu (Florim); Sépia (Nordeste de Tupi); Sul de Lula (Sul de Tupi); Sul de Sapinhoá (Sul de Guará); Atapu (Entorno de Iara); Norte de Sururu (Entorno de Iara); Sul de Sururu (Entorno de Iara); Norte de Berbigão (Entorno de Iara); Sul de Berbigão (Entorno de Iara).

Para os campos citados acima, a previsão de produção de petróleo e gás natural representa, respectivamente, 33% e 28% do total previsto para o final do período em 2029.

A Lei nº 13.365 criada em 29 de novembro de 2016, introduziu alterações, facultando à Petrobras manifestar-se sobre o direito de preferência para atuar como operadora em áreas a serem contratadas sob o regime de partilha de produção. Quando há a manifestação da Petrobras, sua participação mínima não deve ser inferior a 30%.

A Resolução CNPE nº 02/2019 de 7 de março de 2019, estabelece diretrizes para a realização da Rodada de Licitações do volume Excedente da Cessão Onerosa, com previsão de realização pela ANP ainda em 2019. Na ocasião serão ofertados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Atapu, Búzios, ltapu e Sépia, na Bacia de Santos. A Petrobras manifestou o direito de preferência nos volumes excedentes de Búzios e Itapu.

O campo de Búzios se destaca com quatro módulos de produção e mais um previsto no planejamento da Operadora para 2021. Com a Rodada de Licitações do volume do excedente da Cessão Onerosa existe a previsão de entrada de mais módulos no decênio, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 950 mil barris por dia em 2029. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da produção, que pode alcançar cerca de 630 mil barris por dia no final do decênio.

Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, estima-se uma produção de cerca de 35% do total da produção de petróleo em 2029. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio.

Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2029, incluindo o excedente, responde por cerca de 30% do total e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 57% da produção bruta de gás natural nacional no fim do decênio. Contudo, nos anos de 2021 a 2025 percebe-se uma queda na produção prevista para as unidades sob contrato de concessão, com rápida subida nos últimos anos do decênio.

BOX 5.3 –SENSIBILIDADE PARA A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO VOLUME EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA (ECO)

Desde 2014, estimativas efetuadas pela ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, por meio de empresas certificadoras, já indicavam que as áreas de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia pertencentes à Cessão Onerosa, poderiam conter volumes adicionais da ordem de 10 a 15 bilhões de barris de óleo equivalente, excedentes aos de direito da Petrobras.

Com base em Souza (2009), foi feito um estudo com o objetivo de estimar as participações da União, considerando hipóteses de participação mínima e máxima no volume Excedente da Cessão Onerosa (ECO), a partir da relação entre as participações da União e Concessionárias.

Na hipótese de participação mínima, os percentuais do excedente em óleo da União considerados foram aproximadamente: 26% para Atapu; 23% para Búzios; 18% para Itapu; e 28% para Sépia, de acordo com a Resolução CNPE 6/2019. Na hipótese de participação máxima da União o percentual admitido foi de 70% de excedente em óleo para todas as áreas. O Gráfico 5-8 e o Gráfico 5-9 apresentam os resultados para petróleo e gás natural, respectivamente. Esse exercício representa as participações máxima e mínima da União na condição de que o volume execedente de todas as áreas oferecidas no Leilão fossem arrematadas.

Gráfico 5-8 – Previsão de Produção de Petróleo com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa

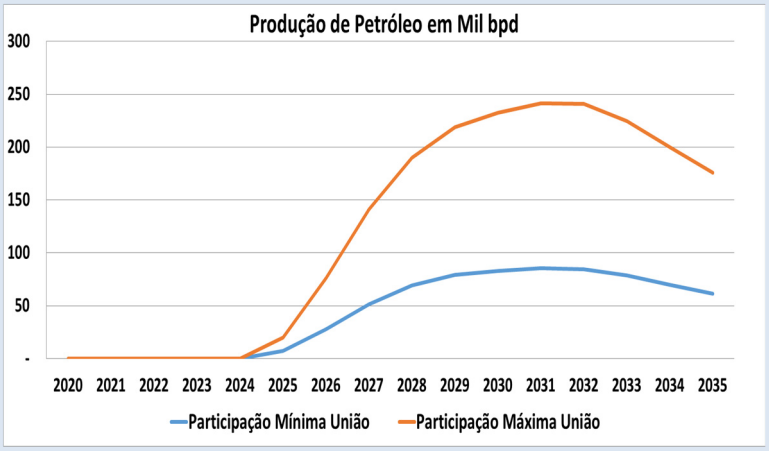
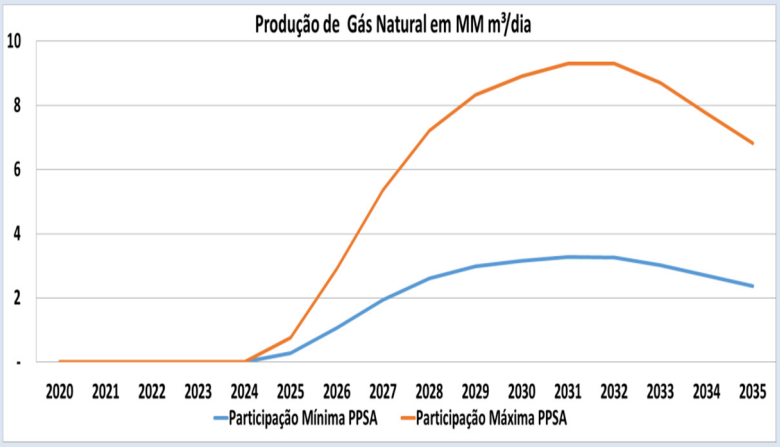


Gráfico 5-9 – Previsão de Produção de Gás Natural com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa



BOX 5.3 – (CONT.)

O início da produção do volume ECO está previsto para 2025, considerando-se o tempo necessário para a elaboração dos Planos de Desenvolvimento e a disponibilidade dos equipamentos. Estima-se que em 2029 haverá uma contribuição de 10% na produção nacional de petróleo e de 8% na produção de gás natural. Abaixo apresenta-se no Gráfico 5-10 e no Gráfico 5-11 as produções de petróleo e gás natural, respectivamente, por tipo de contrato, onde destacamos o incremento previsto e os volumes advindos da produção sob regime de Partilha da Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa (Partilha ECO).

Gráfico 5-10 – Previsão de produção de petróleo por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO

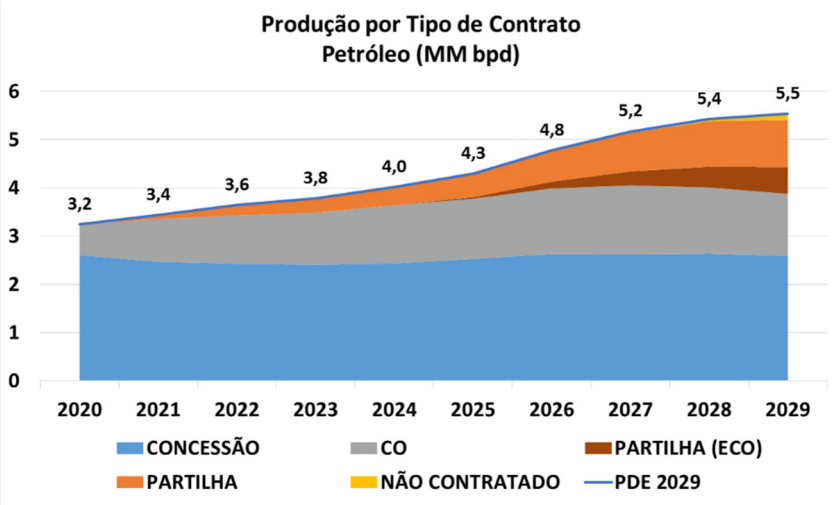
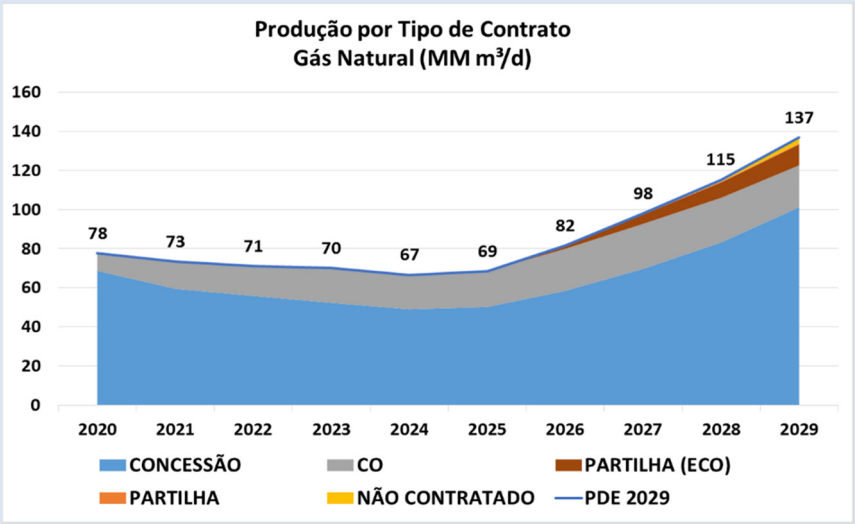


Gráfico 5-11 – Previsão de produção de gás natural por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO



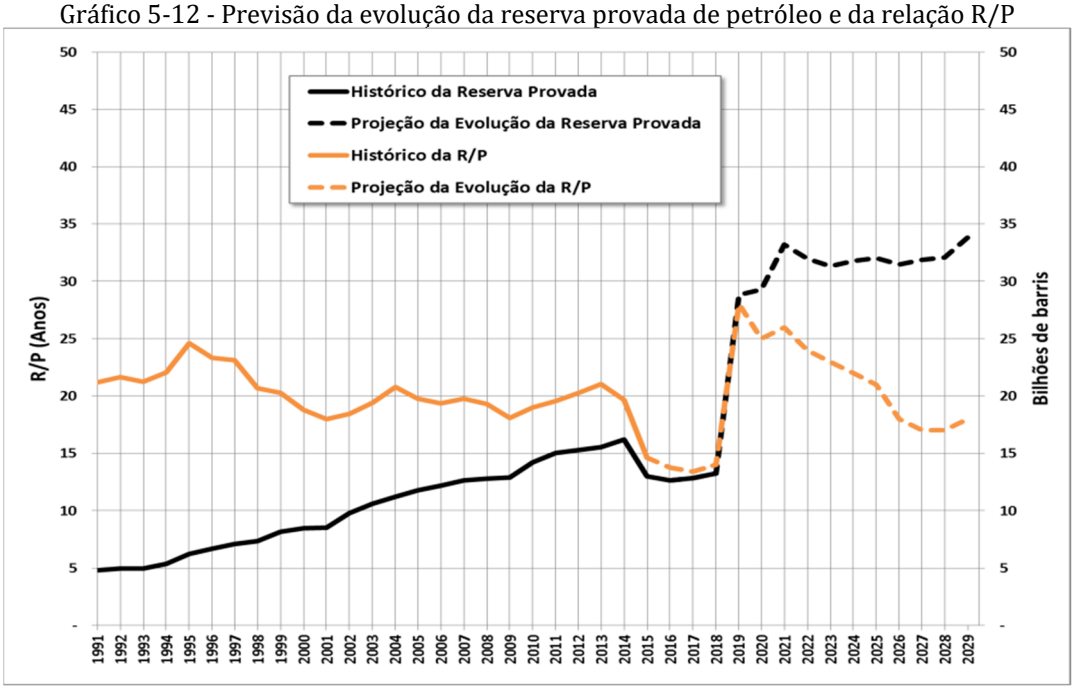
5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

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 2019 e 2024, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes e para os recursos não descobertos.

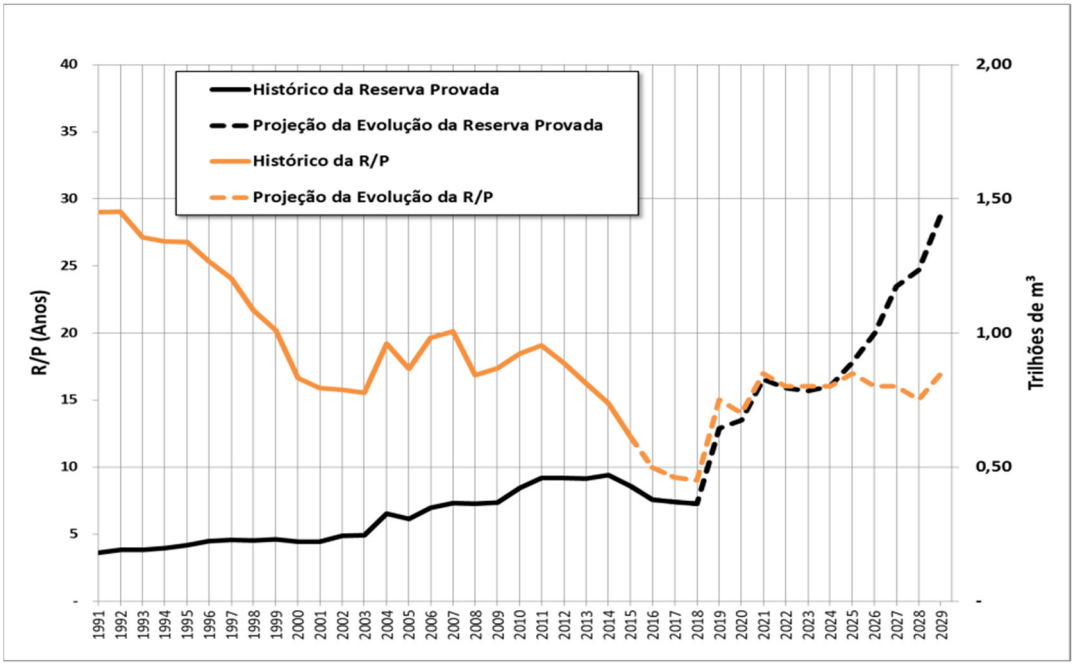
As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 34 bilhões de barris em 2029, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No Gráfico 5-12, temos o histórico da reserva até 2018, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2029. Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, considerou-se nas projeções da reserva provada também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa 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 2019 e entre 2027 e 2029. No Gráfico 5-13, temos o histórico da reserva até 2018, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2029.

Gráfico 5-12 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 5-13 - 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 2020 até o ano de 2029, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US$ 424 bilhões e US$ 472 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2019-2023, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal, assim como a expectativa gerada pelo cronograma de leilões anunciado pela ANP para os próximos anos e o novo mercado de gás anunciado pelo MME.

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 5-1 apresenta novamente a previsão de produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada[30] agregada de petróleo 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.

[30] A demanda estimada, refere-se à estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, sem considerar restrições de logística e infraestrutura existentes. Como a capacidade nacional de refino não permite o pleno atendimento da demanda doméstica de derivados, o volume excedente efetivo de petróleo (produção menos a carga das refinarias, a ser apresentado no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo) será maior que o aqui apresentado.

Tabela 5-1 - Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PETRÓLEO	milhões de barris diários									
Produção	3,24	3,44	3,65	3,78	4,01	4,30	4,78	5,17	5,43	5,54
Demanda Estimada	2,23	2,27	2,30	2,32	2,37	2,42	2,47	2,53	2,59	2,65
Excedente	1,02	1,17	1,35	1,46	1,64	1,87	2,31	2,64	2,84	2,89

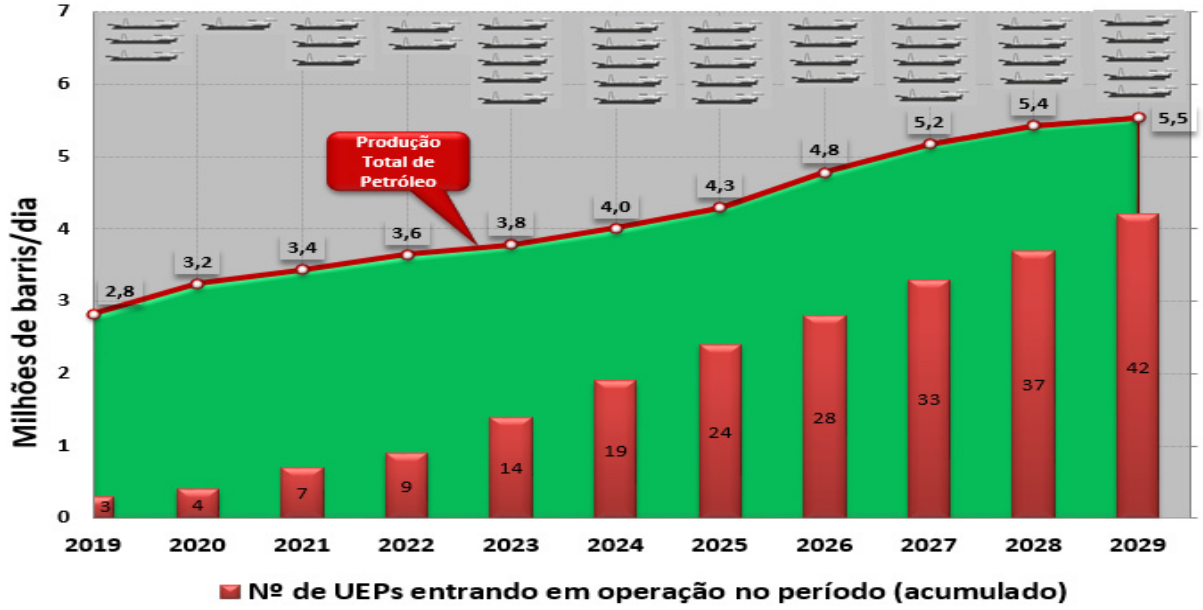
A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEP (Gráfico 5-14).

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 do tipo FPSO previstos nos Planos de Negócios das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE, inclusive o Plano de Negócios 2019-2023 da Petrobras, 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 do tipo FPSO e da conversão de navios existentes, 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.

Sobre os compromissos com Conteúdo Local, a Resolução ANP n° 726/2018 trouxe a possibilidade de aditamento dos contratos de concessão. Com isso, existe a possibilidade de utilizar índices para os compromissos com UEP divididos em três segmentos: 40% em engenharia, 40% em máquinas e equipamentos e 40% em construção, integração e montagem.

Gráfico 5-14 - Previsão de entrada em operação de novas UEP



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,5 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2029, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2018.

> A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2027, 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 44% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2029. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,4 milhões de bbl/dia.

> A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e pelas descobertas em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para a qual se estima uma produção de 92% 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 82% 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.

> A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 155 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 e Campos, pelas descobertas em águas ultra 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 80% do total dos recursos contingentes no ano de 2027.

> A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e no ano seguinte, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2029.

> 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 84% do total previsto para 2029, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.

> Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 59% da produção brasileira total de petróleo e 56% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 77%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 14%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 9%.

> Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais três módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 950 mil barris por dia em 2029. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 630 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades sozinhas respondem por 29% 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 35% do total da produção de petróleo em 2029. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio.

> Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US$ 424 bilhões e US$ 472 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 42 unidades entre 2019 a 2029.

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

Neste capítulo, 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. Além disso, o quadro de elevada movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do Brasil para garantia do abastecimento em todo o território nacional. Nesse sentido, iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no País.

Destaca-se ainda que o mercado nacional de destilados médios (QAV e óleo diesel), assim como sinalizado no PDE 2027, 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), principalmente em função do crescimento da produção das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), tenderão a decrescer ao longo do decênio. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza que o Brasil atuará como importador de menores volumes deste derivado. No PDE 2029, a demanda do ciclo Otto é crescente e será parcialmente atendida por etanol hidratado, considerando a tendência de aumento do consumo deste produto devido ao estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, poderá atender suficientemente a todo o mercado nacional e a demanda de *bunker* para navios estrangeiros.

Projeta-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado internacional 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

Os preços globais de petróleo apresentaram uma considerável volatilidade desde 2017, com as cotações do petróleo tipo Brent flutuando entre US$ 60 e US$ 80/b.

Diversos fatores de curto prazo pressionam as cotações internacionais. Entre aqueles que contribuem para a sua elevação estão a redução dos estoques e a baixa capacidade ociosa mundial, a cooperação entre os países participantes da Opep+, as sanções ao Irã, as disputas e os conflitos político-militares em países produtores. Entre os fatores que influenciam na redução dos preços estão a expansão da produção petrolífera de campos não-convencionais nos EUA, as preocupações com uma desaceleração do crescimento econômico internacional e os reflexos na demanda oriunda da recente contenda comercial sino-americana. A expectativa de aumento de produção em países como Rússia, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Brasil e Canadá também atenuam pressões sobre a alta dos preços.

No médio e longo prazos, a estabilização da produção nos EUA e o baixo investimento exploratório observado desde 2014 começam a afetar

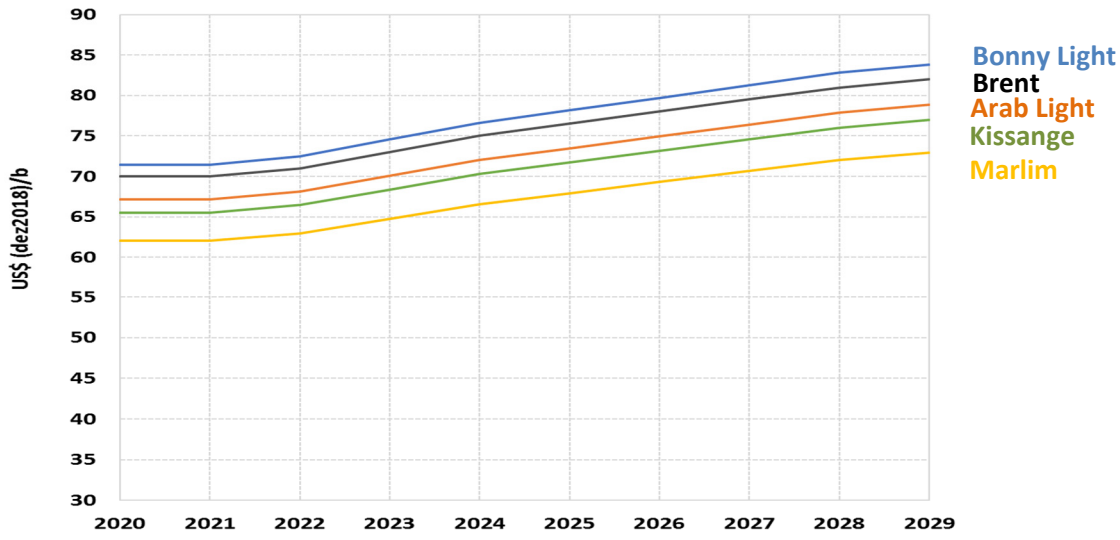
a produção mundial.[31] Essa limitação da expansão da oferta, combinada com a crescente demanda por petróleo, proveniente especialmente do Sudeste Asiático, provoca uma pressão de alta sobre os preços a patamares que incentivam o aumento da produção em regiões de fronteira exploratória (areias betuminosas, Ártico e pré-sal africano). Assim, os preços continuarão em elevação[32] até se estabilizarem ao redor dos preços de *breakeven* desses projetos mais dispendiosos. Cabe destacar que os custos da indústria tendem a elevar-se com a retomada da exploração,[33] contribuindo ainda mais para uma trajetória de alta dos preços do petróleo nos próximos anos.

Com base nas premissas expostas anteriormente, são apresentadas na Tabela 6-1 as projeções para o preço do petróleo do tipo Brent. 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 apresentados no Gráfico 6 -1.

Tabela 6-1 Projeções do preço de petróleo do tipo Brent

	Petróleo Brent US$ (dez2018)/bbl
2019	68
2020	70
2021	70
2022	71
2023	73
2024	75
2025	77
2026	78
2027	80
2028	81
2029	82

Gráfico 6-1 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo



Nota: Assumiu-se o petróleo Kissange (28° API) como uma *proxy* para o petróleo brasileiro do pré-sal.

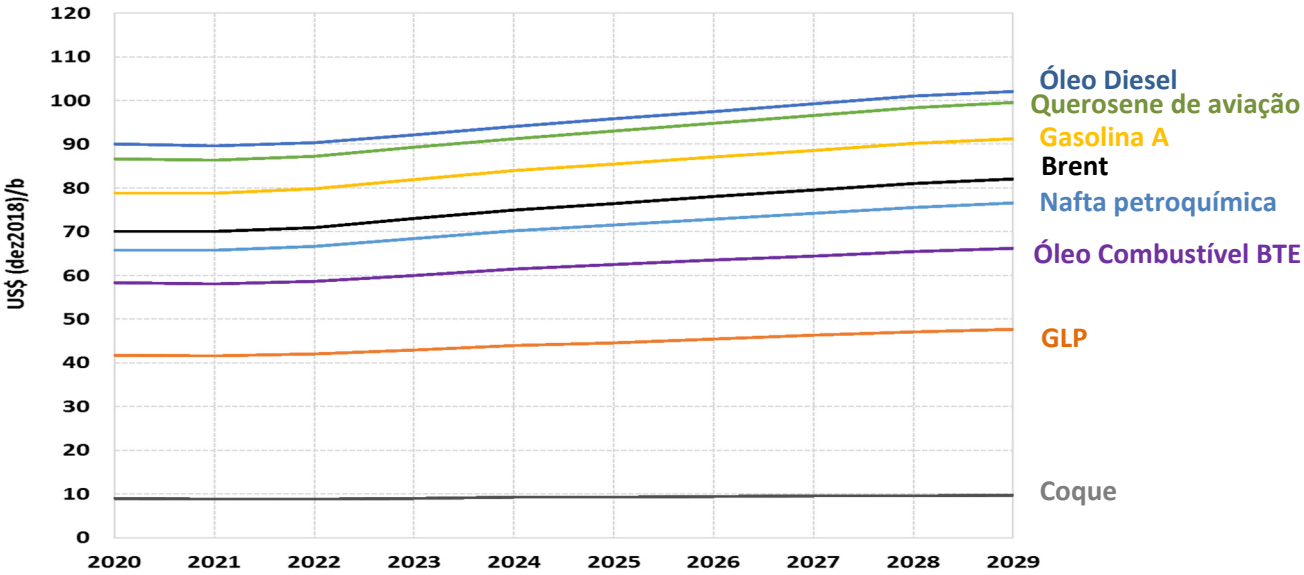
[31] Os investimentos em exploração e a sanção de novos projetos caíram significativamente entre os anos de 2014-2016. Esses investimentos iniciaram uma recuperação ao longo de 2017, mas concentraram-se em projetos menores e menos dispendiosos.
[32] O patamar atual de preços do petróleo não é suficiente para induzir uma produção que atenda à crescente demanda mundial.
[33] O patamar de preços do petróleo verificado no início de 2017 provocou uma retomada da atividade exploratória em regiões como Rússia e Golfo Pérsico. O interesse em campos *offshore* também retornou, com novos projetos anunciados no pré-sal brasileiro, Golfo do México e Mar do Norte.

A evolução dos preços dos derivados de petróleo também é projetada a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, considerando 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*[34] em relação ao petróleo Brent. A gasolina é utilizada essencialmente para atendimento ao transporte individual de passageiros. A existência de um combustível substituto (etanol hidratado) acarreta em um crescimento da demanda da gasolina C inferior à observada para o óleo diesel B, cujo uso está mais associado à indústria e aos transportes coletivo e de carga.

O atendimento às questões ambientais[35] 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[36] deve promover o aumento do seu preço, mantendo-o como o derivado de maior valor agregado, conforme mostra o Gráfico 6-2.

Gráfico 6-2 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e principais derivados



[34] O *spread* médio entre a gasolina USGC e o petróleo Brent elevou-se consideravelmente de 105% entre 2011-2014 para 125% entre 2015-2017. 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. Essa tendência modificou-se em 2018, em especial devido ao aumento dos preços da gasolina.

[35] As crescentes pressões ambientais acerca das emissões oriundas, por exemplo, do transporte aquaviário, em especial, devem modificar a composição da mistura óleo combustível/óleo diesel para *bunker*, além de desestimular a demanda de derivados com alto teor de enxofre.

[36] Em países em desenvolvimento, a maior demanda por transporte público e de cargas deve continuar a impulsionar a demanda por óleo diesel S10. Nos países desenvolvidos, embora surjam restrições cada dia mais significativas aos veículos de passeio a diesel, com banimento em alguns países, o consumo da frota existente, inclusive veículos pesados e a demanda industrial e agrícola devem impedir uma queda mais significativa de demanda pelo derivado.

6.2 Oferta de Derivados de Petróleo

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.

Atualmente, o parque de refino nacional possui uma capacidade instalada de 2,3 milhões b/d, (ANP, 2018), sendo a última adição significativa a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em dezembro de 2014.

Para os estudos de evolução da oferta de derivados de petróleo no período decenal, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe). Esse modelo 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, incluindo a demanda de QAV e *bunker*, respectivamente para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no País.

As demais premissas consideradas neste estudo podem ser divididas em dois grandes grupos. O primeiro deles diz respeito à evolução da especificação dos combustíveis para o próximo decênio, enquanto o segundo trata dos novos investimentos previstos para o parque de refino nacional.

A gasolina C e o óleo diesel B 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).

O limite máximo de teor de enxofre é de 50 ppm (ANP, 2015) para a gasolina C, formada pela mistura de gasolina e etanol anidro. Atualmente, o percentual de etanol anidro na mistura é de 27% para a gasolina C Comum e 25% para a gasolina C Premium (Mapa, 2015). Considerou-se que o teor de enxofre e os percentuais de misturas atuais serão mantidos em todo o horizonte do estudo.

O óleo diesel B 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). Assumiu-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.[37]

No caso do óleo diesel B *off-road*,[38] cujo limite atual de enxofre é de 1800 ppm, devido a sua demanda em volumes pouco expressivos e a redução do seu consumo ao longo dos últimos anos, considerou-se uma tendência a sua substituição no país por óleo diesel S500 ao final do ano de 2025.

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 e biodiesel. Assim, adotou-se como premissa um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de 11% desde setembro de 2019, atingindo 15% em

[37] Desde 2012, os caminhões e ônibus novos produzidos e licenciados no Brasil precisam atender às especificações da fase P7 do 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.

[38] Óleo diesel não rodoviário, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto e em geração elétrica, definido segundo Resolução ANP n° 65, de 2011.

2023, percentual a ser mantido até o fim de 2029 (CNPE, 2018), conforme apresentado 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 nova regulamentação aprovada pela Organização Marítima Internacional (IMO), de redução do limite do teor de enxofre no *bunker* de 3,5% para 0,5% (5000 ppm) a partir de 2020 (IMO, 2016).

Em relação aos novos investimentos previstos no Brasil na cadeia de abastecimento de derivados de petróleo, com base em informações que constam no Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 da Petrobras (Petrobras, 2019) estimam-se investimentos da ordem de R$ 32,8 bilhões no período considerado. Além disso, existe a expectativa de investimentos de cerca de R$ 1,2 bilhão em áreas portuárias para movimentação de combustíveis durante o prazo de concessão (ANTAQ, 2019 e SPPI, 2018).

No horizonte de estudo, mudanças significativas na estrutura do refino nacional podem ocorrer, uma vez que recentemente a Petrobras assinou junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) um Termo de Compromisso para a alienação de oito unidades de refino, bem como os ativos logísticos a elas associados, até 2021 (Cade, 2019).[39]

Estima-se também o término da construção e o início de operação do 2° trem da RNEST,[40] em Ipojuca/PE. Considerou-se a entrada em operação da refinaria em 2024. Assim, os dois trens da refinaria passariam a operar a plena carga, conferindo à instalação uma capacidade de processamento de 260 mil b/d, especialmente para a produção de destilados médios, especialmente para produção de óleo diesel S10, sem previsão de produzir gasolina.

Considerou-se também a ampliação da capacidade de hidrotratamento do parque nacional de refino em 20 mil m^3/dia, visando especificar produtos de maior valor agregado. Há ainda a estimativa de um *revamp* de uma unidade de hidrodessulfurização, aumentando a capacidade de remoção de enxofre e outros componentes indesejados (MME, 2019).

Considerou-se também a ampliação da capacidade de hidrotratamento do parque de refino da Petrobras em 20 mil m^3/dia, visando especificar produtos de maior valor agregado. Há ainda a estimativa de um *revamp* de uma unidade de hidrodessulfurização, aumentando a capacidade de remoção de enxofre e outros componentes indesejados (MME, 2019).

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, embora a Petrobras esteja buscando parcerias para concluir o empreendimento[41] (Petrobras, 2018a). Considerou-se ainda a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021, o que implicará em aumento da oferta nacional de GLP.

[39] O Termo de Compromisso de Cessação de Prática foi assinado em 11 de junho de 2019 e indica o compromisso de alienação integral dos seguintes ativos: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), Refinaria Isaac Sabbá (Reman) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor).

[40] Embora a RNEST conste no termo assinado pela Petrobras de alienação de refinarias, considera-se que os investimentos para a conclusão serão realizados, seja pela própria Petrobras ou pelo agente comprador.

[41] A Petrobras assinou um Acordo Integrado de Modelo de Negócios com a China National Oil and Gas Exploration and Development Company (CNODC), subsidiária da CNPC, para o desenvolvimento de estudos de viabilidade para avaliação técnica do estado atual do Comperj, planejamento do escopo e dos investimentos necessários à conclusão da refinaria e sua avaliação econômica (Petrobras, 2018e).

Em suma, com as premissas adotadas neste PDE, projeta-se um aumento modesto da capacidade nominal de refino no país, dos atuais 2,4 milhões b/d (380 mil m^3/d) para 2,5 milhões b/d (400 mil m^3/d) em 2029.

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

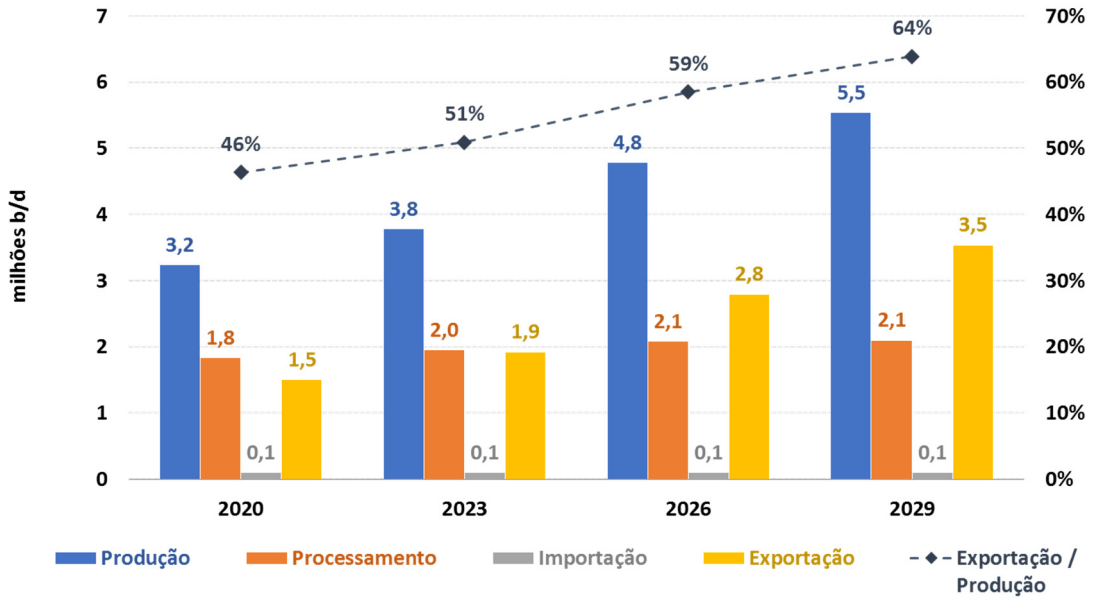
A previsão de produção crescente de petróleo para a próxima década, apresentada no Capítulo V, associada ao incremento marginal da capacidade de refino e à leve retomada dos níveis de processamento nas refinarias nacionais,[42] conduzem o Brasil à condição de exportador líquido de petróleo. O Gráfico 6-3 apresenta o balanço nacional de petróleo no horizonte de estudo.

Em 2029, o Brasil exportará 3,5 milhões b/d de petróleo, isto é, 64% 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 pesados,[43] o excedente da produção destinado para a exportação será majoritariamente de óleos 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 parafínico 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 o aumento da produção de derivados leves e médios.

Gráfico 6-3 - Balanço Nacional de Petróleo



[42] A Petrobras divulgou em apresentação de seus resultados (2T 2018) uma retomada do crescimento do fator de utilização de suas refinarias, já atingindo, em junho de 2018, valor superior ao apresentado em 2017 (77%) (Petrobras, 2018b).
[43] As principais descobertas no País nas décadas de 1980 e 1990, na Bacia de Campos, foram de petróleos pesados, como o Marlim.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

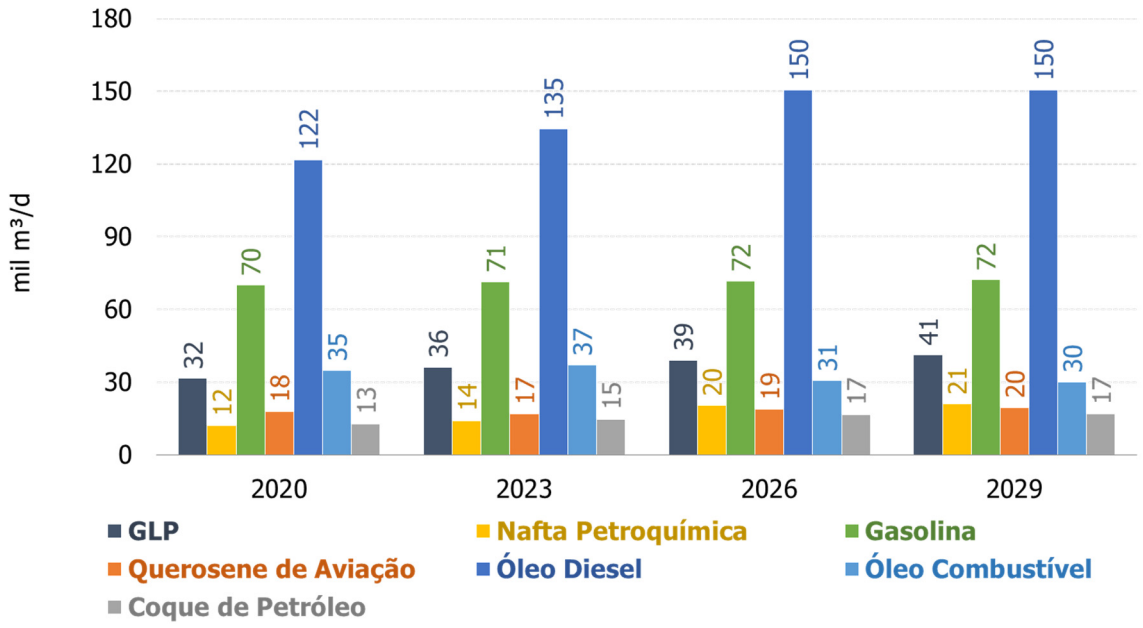
Em função do aumento pouco expressivo na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro até 2029, a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá apenas pequenas variações neste período, conforme mostra o Gráfico 6-4.

Destaca-se que a entrada em operação do 2° trem da RNEST em 2024 promove a ampliação da produção de alguns derivados,[44] em especial, o óleo diesel.

No que tange ao GLP, o aumento de sua produção decorre da parcela oriunda das UPGN, principalmente com a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021 e do desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas. No âmbito das refinarias, não haverá crescimento significativo da produção de GLP, dadas as premissas adotadas para as projeções da oferta de derivados no PDE 2029. Dentre elas: as projeções de demanda, os preços dos derivados e desconsiderando alterações significativas na configuração do parque de refino atual. Em agosto de 2019, o CNPE aprovou o fim da diferenciação de preços para o GLP, entre botijões de 13 kg para uso residencial e demais recipientes, com vigência a partir de 1° de março de 2020. Essa medida pode atrair investimentos e promover a entrada de novos agentes econômicos na cadeia de GLP. Com isso, esperam-se mudanças significativas neste setor nos próximos anos, o que pode exigir atenção à infraestrutura primária de abastecimento deste combustível.

A produção nacional de gasolina apresenta um crescimento tímido, de 0,6% a.a., entre 2019 e 2029. Este resultado deve-se, em grande medida, à variação dos preços relativos entre os derivados, anteriormente apresentados, e do comportamento de sua demanda.

Gráfico 6-4 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo

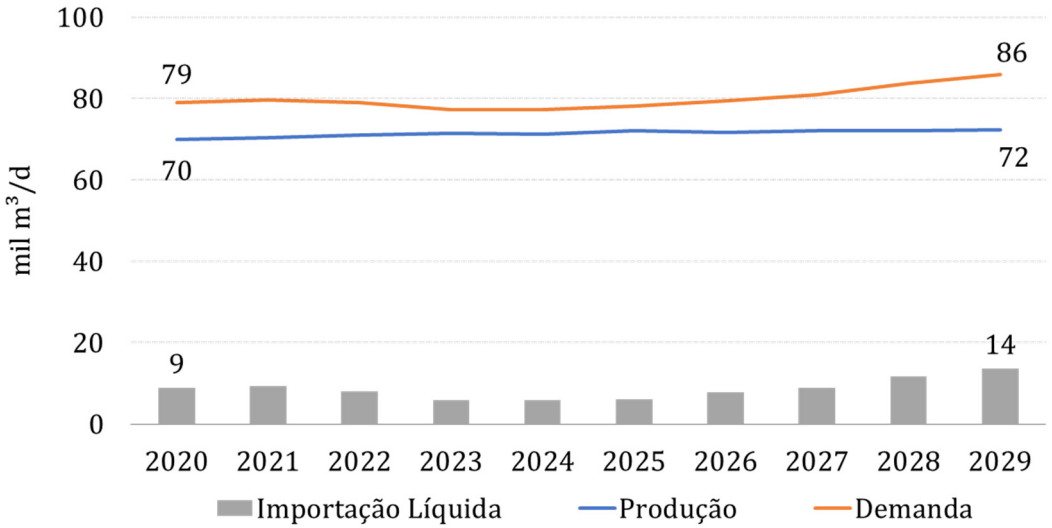


[44] Ressalta-se que a volatilidade da nafta leve produzida nesta refinaria implica em não ser possível sua inclusão no *pool* de gasolina nacional, o qual exige uma PVR (Pressão de vapor Reid) controlada para garantia das especificações da gasolina comercializada no país.

O Gráfico 6-5 apresenta o balanço entre a produção e a demanda da gasolina, sinalizando que o País permanecerá durante todo o período importador deste derivado.

Ressalta-se que, dentro do horizonte de estudo, estima-se que o máximo de importação de gasolina será de 14 mil m³/d (88 mil b/d) em 2029, valor semelhante aos volumes importados deste derivado em 2017, quando se atingiu a máxima histórica.

Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina

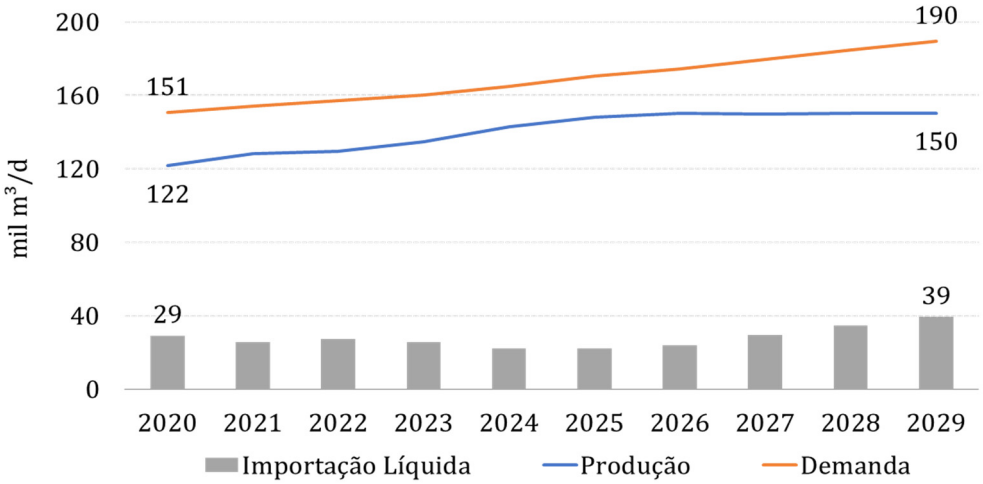


BOX 6.1 – E SE HOUVER VARIAÇÕES DA DEMANDA DE GASOLINA?

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 VIII, o Brasil poderia voltar a importar maiores volumes de gasolina A, ou, alternativamente, produzir mais deste 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.

Em relação ao óleo diesel, o Brasil permanecerá importador líquido durante todo o período decenal. A produção deste combustível aumentará, principalmente, com a ampliação da carga processada no 1° trem da RNEST no segundo semestre de 2020 e com a entrada em operação do 2° trem na mesma refinaria em 2025. O Gráfico 6-6 apresenta o balanço de oferta e demanda do óleo diesel.

Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel



No horizonte de estudo, para que a produção de óleo diesel S10 possa suprir a demanda doméstica, torna-se necessária a entrada de novas unidades de hidrotratamento no refino nacional. Esses investimentos previstos aumentam em 20 mil m³/d a capacidade de hidrotratamento no país. O volume de importação de óleo diesel deve alcançar uma máxima de 39 mil m³/d (245 mil b/d) em 2029. Esse valor é 15% superior ao máximo histórico de 34 mil m³/d (213 mil b/d) ocorrido em 2017, sinalizando eventual necessidade de investimentos em nova infraestrutura de abastecimento.

BOX 6.2 – E SE HOUVER A ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UNIDADES DE HIDROTRATAMENTO?

Levando-se em conta o potencial do mercado nacional de derivados, o petróleo excedente destinado à exportação e os volumes de importação dos principais combustíveis, verifica-se a oportunidade de ampliar a capacidade de refino nacional para além dos projetos previstos, através de investimentos privados.

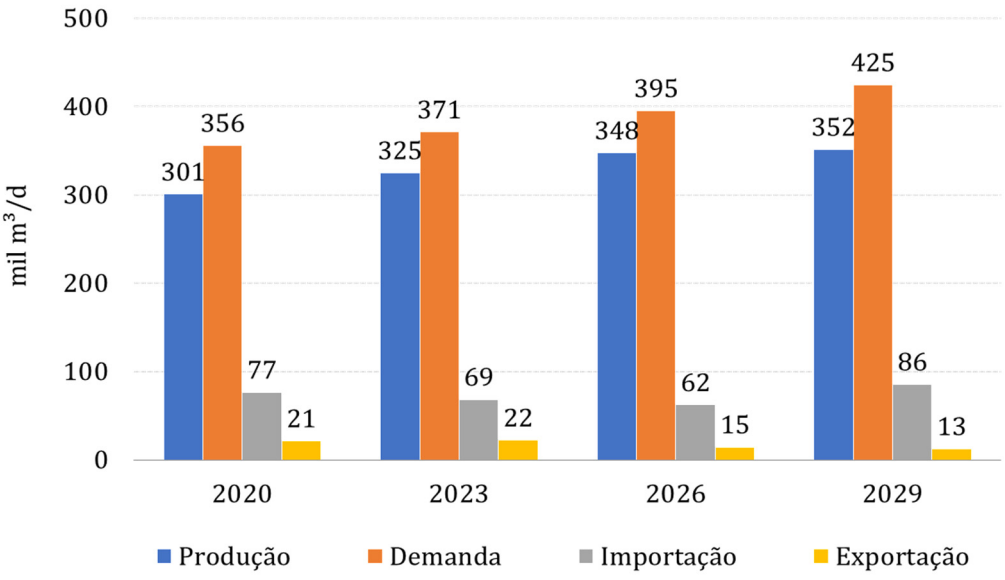
Considerou-se, para estudo de caso, uma adição de capacidade de 250 mil b/d, distribuída entre um empreendimento de maior porte e refinarias menores (estas voltadas ao abastecimento de mercados locais e *bunker* para embarcações). Como resultado do caso analisado, em 2029, projeta-se aumento de 12 mil m³/d na produção de gasolina (provocando redução de 85% nas importações do ano), 12 mil m³/d de óleo diesel (proporcionando redução de 49% nas importações do ano), além de outros incrementos de produção, principalmente para óleo combustível (7 mil m³/d) e GLP (3 mil m³/d).

Quanto aos demais derivados, o Brasil manterá a condição de importador líquido para o GLP, o QAV, o coque e a nafta[45]. Cabe ressaltar que o QAV é o único com volumes de importação acima do histórico. Em 2029, as importações alcançam 7,5 mil m³/d (47 mil b/d), um volume 39% superior ao máximo observado, de 5,4 mil m³/d (34 mil b/d), em 2013.

Por outro lado, o óleo combustível permanecerá 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. Até 2029 haverá excedentes exportáveis de óleo combustível, porém com tendência de queda ao longo do horizonte de estudo. Ressalta-se que os petróleos brasileiros possuem, em geral, baixo teor de enxofre, tornando a produção de *bunker* 0,5% S, que atende às novas especificações da IMO 2020, uma oportunidade comercial para companhias refinadoras.

O Gráfico 6-7 mostra o balanço nacional de derivados no horizonte de estudo. Os saldos líquidos para os principais derivados são apresentados no Gráfico 6-8.

Gráfico 6-7 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo



[45] Com relação à nafta, em linhas gerais, no período decenal, o parque petroquímico não sofrerá alterações significativas quanto ao insumo utilizado. Adota-se a nafta como principal matéria-prima, não sendo considerado consumo expressivo de gás natural (proveniente do pré-sal) como insumo pelas plantas petroquímicas.

Gráfico 6-8 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo

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 2029 foram obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES DE GASOLINA E ÓLEO DIESEL

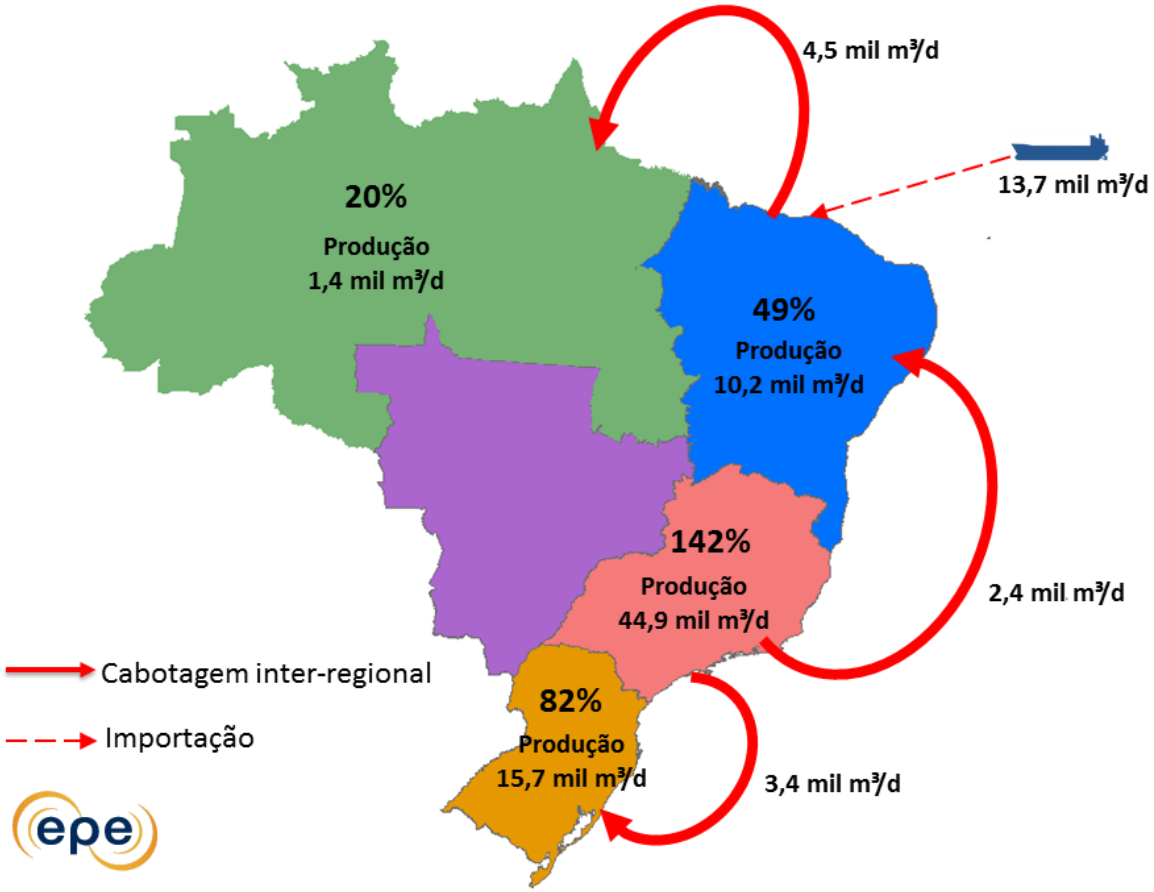
Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda regional atendida pela produção local, em 2029, é mostrado na Figura 6-1 e na Figura 6-2, para os principais derivados consumidos no País: gasolina e óleo diesel. Também são destacados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações desses combustíveis.

Cabe destacar que o Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até 2029, o que o mantém totalmente dependente do transporte inter-regional.

No caso da gasolina, 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 6-1.

Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina em 2029

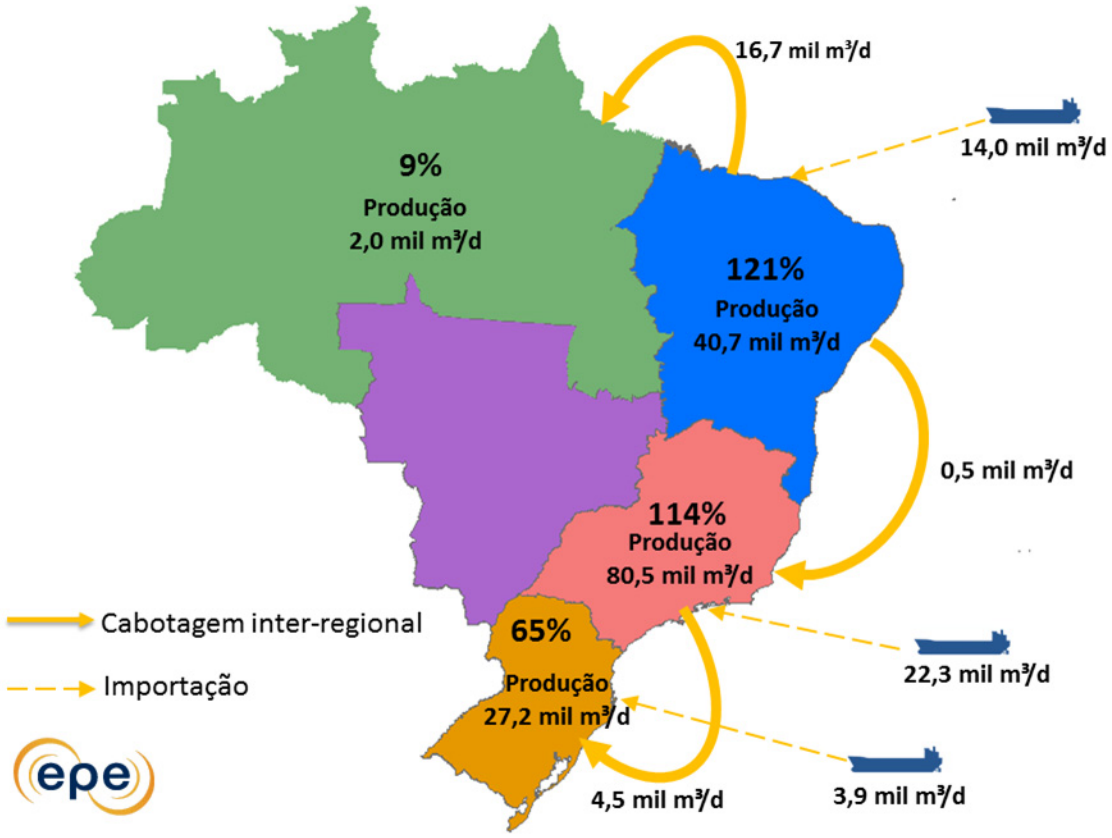


Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Observa-se que o excedente de oferta de gasolina previsto para o Sudeste não só abastece o Centro-Oeste, como também complementa a demanda de Nordeste e Sul. O Nordeste, por sua vez, com a contribuição do Sudeste e apoio adicional de importação de 13,7 mil m^3/d, complementa o abastecimento do Norte. Esse montante importado representa 16% da demanda nacional em 2029.

Em relação ao óleo diesel, projeta-se a importação de 20% da demanda nacional em 2029. A Figura 6-2 apresenta, de modo esquemático, a cabotagem inter-regional, as importações e a relação percentual entre produção e demanda projetada de óleo diesel A para cada região no ano de 2029.

Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel em 2029



Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local

Em 2029, estimam-se volumes maiores de importação de óleo diesel pelo Sudeste e Nordeste. As demais importações ocorrem no Sul, porém em volumes menores.

No que tange às movimentações inter-regionais de óleo diesel, a demanda do Norte é atendida majoritariamente (76%) via cabotagem, pelo Nordeste. O Sudeste recebe esse derivado pelo Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para o Centro-Oeste e, via cabotagem, para o Sul do País.

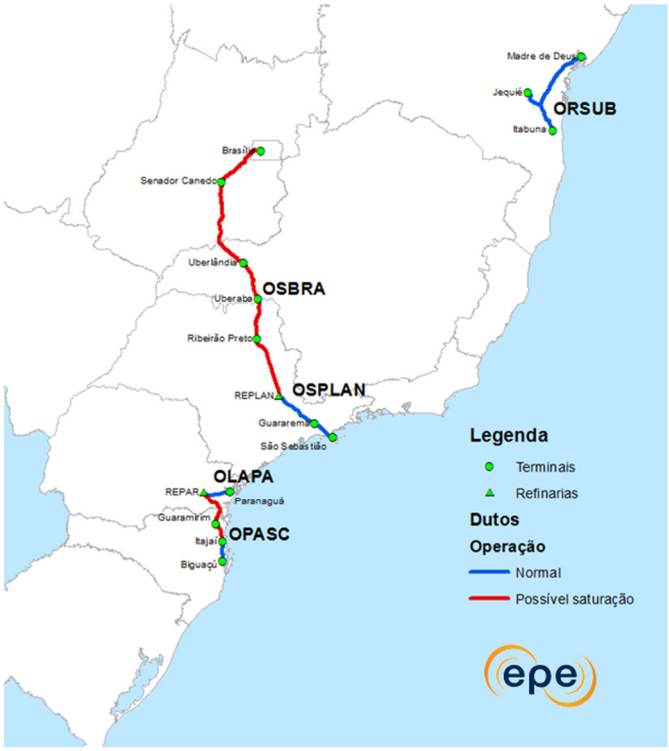
Ressalta-se que iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no país, de modo a incentivar o uso da cabotagem para movimentação de derivados de petróleo.

Em complemento às análises deste item do PDE 2029, é importante destacar os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária, o que será discutido a seguir.

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 6-3 destaca o Opasc (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC) e o Osbra (Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF).

Figura 6-3 - Polidutos de transporte



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Apesar da volatilidade devido à existência de fatores de curto prazo que pressionam os preços de petróleos em direções inversas, os preços devem continuar sua trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de breakeven de projetos mais dispendiosos em campos hoje considerados marginais.

> O cenário considerado, no qual a evolução da demanda mundial é muito afetada por políticas públicas, tecnologias e preferências dos consumidores, deve levar a uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e com menor teor de enxofre.

> De acordo com o cenário adotado, o País 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 A indicam que o Brasil atuará, durante todo o horizonte de estudo como importador deste derivado, com o volume de importações crescendo ao fim do período e ultrapassando a máxima histórica.

> A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atende suficientemente a demanda nacional, bem como todo o mercado 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 sua produção interna.

> A oferta de óleo diesel S10 poderia ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino. Uma capacidade adicional de hidrotratamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, consequentemente, um aumento na produção de derivados.

> A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel) e a cabotagem significativa de gasolina e óleo diesel exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País. Iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no 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 Abastece Brasil. Formas de estímulo a novos investimentos na expansão do parque de refino, buscando a segurança do abastecimento nacional, devem ser desenvolvidas, lembrando que o País consolidará sua condição de exportador de petróleo no horizonte deste estudo.

7. Gás Natural

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos referentes à evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2020 a 2029.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, a perspectiva de oferta de gás natural no Brasil (composta pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da malha integrada 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.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em curso a iniciativa Novo Mercado de Gás, na qual a EPE tem exercido um papel importante. Esta iniciativa 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. Ressalte-se que, além do aumento dos volumes ofertados e consumidos no mercado brasileiro, o Novo Mercado de Gás tem como objetivo incentivar a entrada de novos agentes no mercado, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, otimizando assim a utilização de suas capacidades instaladas por meio de negociações entre os agentes em base econômica e de forma não discriminatória.

7.1 Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2018, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2018). 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 7-1 apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação e previstos.

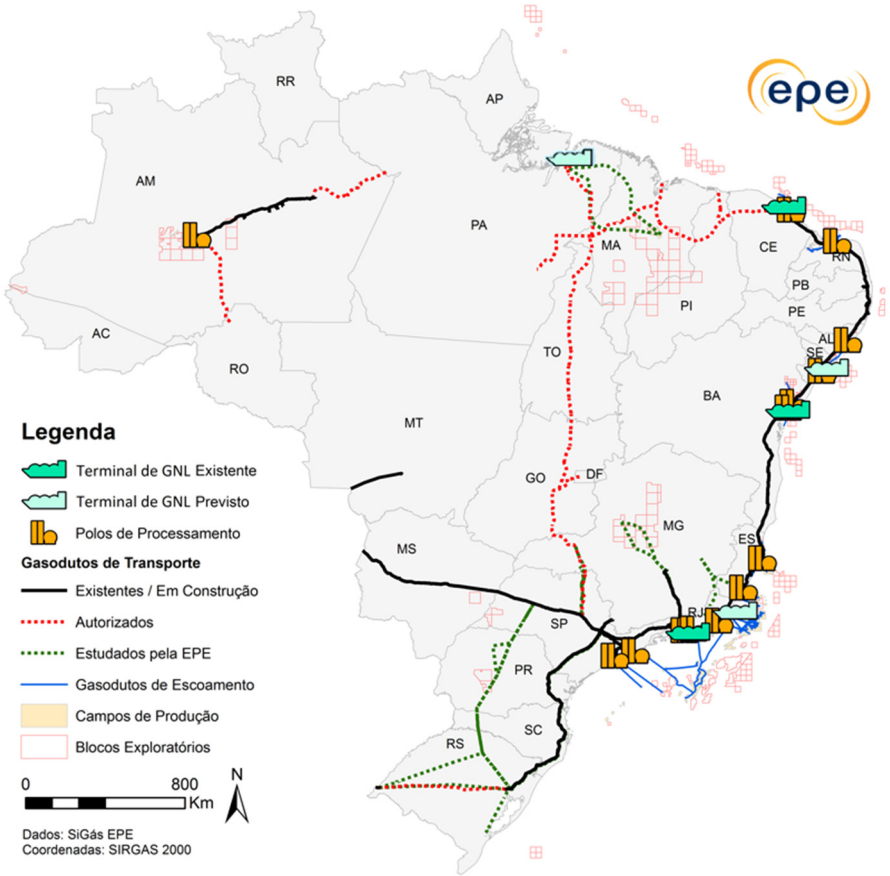
Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma unidade de tratamento e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTEs) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontra-se, em processo de construção, o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). O contrato para início da construção foi assinado em 28 de março de 2018, entre Petrobras e a Sociedade de Propósito Específico (SPE) formada pela empresa chinesa Shandong Kerui e a brasileira Método Potencial (PETROBRAS, 2018a). Ademais, também se encontra em construção 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.

São previstos, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d) e previsão de entrada em 2020, um segundo terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em São João da Barra/RJ no Porto do Açu, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d cada uma) com previsão de entrada em 2021, e um terceiro terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 15 MMm^3/d em Barcarena/PA, conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de aproximadamente 3 MMm^3/d) e outras demandas industriais, com previsão de entrada em 2022.

Desse modo, a capacidade excedente dos terminais poderia ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não térmico próximo, ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Porém não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada, o que necessitaria de um gasoduto de transporte de cerca de 20 km de extensão no Sergipe, cerca de 40 km de extensão no Porto do Açu, e cerca de 1.000 km de extensão em Barcarena. Por conseguinte, os empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos

Figura 7-1 - Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



Fonte: Elaboração EPE

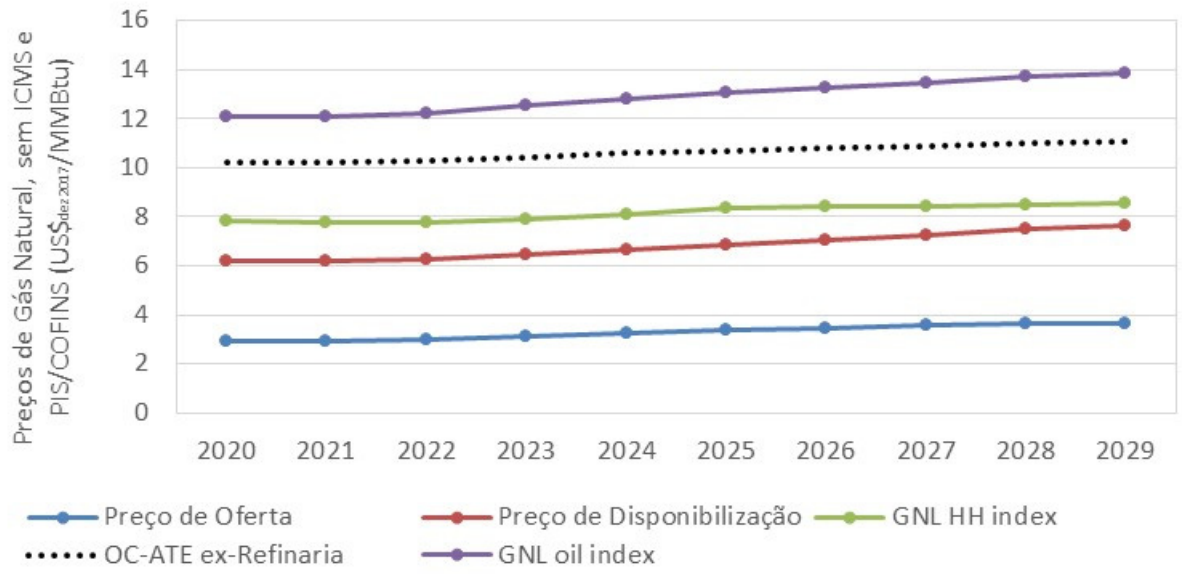
7.2 Projeções de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural e suas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2020 a 2029. Em particular, procurou-se identificar o patamar mais provável de preços nacionais, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria), que permitissem ter uma visão mais abrangente da formação do preço do gás natural no Brasil, assim como parâmetros comparativos.

De forma geral, os preços do gás natural no Brasil oscilarão entre as diversas curvas de preço 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. Cada CDL ou consumidor final de gás natural terá o preço de seu insumo calculado dependendo da fonte de oferta (nacional ou internacional) e da composição de volumes na cesta de oferta relacionada aos contratos que detém no mercado

O Gráfico 7-1 mostra os diferentes patamares de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, dados os condicionantes considerados neste ciclo do PDE. São apresentadas projeções de preço de disponibilização da oferta nacional, e de GNL indexado a óleo ou ao *Henry Hub* (internados, regaseificados e com imposto de importação). Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de Oferta refere-se somente ao custo de produção do gás natural nacional considerando cada projeto específico, e o pagamento da maioria das despesas pelo óleo, nos projetos de gás natural associado; o Preço de Disponibilização é o mínimo preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, e considera risco exploratório, gestão de portfólio e teor energético do gás natural; 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; os Preços de GNL HH index e oil index são indexados ao Henry Hub (1,15*HH (US$/MMBtu) + 3,5) e ao JCC (0,1485 * JCC (US$/bbl) + 0,8), ambos considerando frete para o Brasil e regaseificação.

Fonte: Elaboração EPE.

Além da grande diferença entre os preços do gás natural dependendo da fonte de oferta, 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. Observa-se que o gás natural indexado ao *Henry Hub* apresenta preços bastante competitivos no mercado nacional. Este fator, aliado ao aumento na capacidade de exportação de GNL pelos EUA nos próximos anos, pode tornar essa a principal fonte de oferta nos contratos de GNL que virão a ser assinados pelos consumidores brasileiros no horizonte decenal.

Cabe ressalvar 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 a termo, com indexação a *hubs* de gás e cestas de óleo (como mostrado no gráfico), ou a uma combinação destes (ou seja, uma composição entre as curvas mostradas).

7.3 Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

i. gás natural produzido nacionalmente;
ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

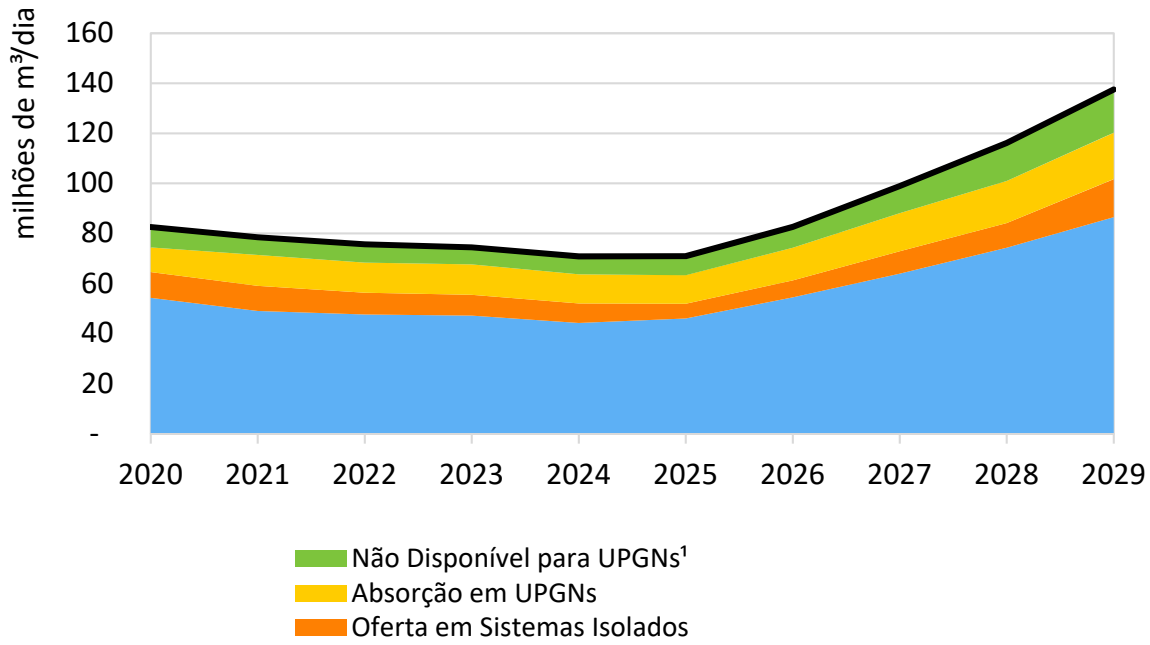
7.3.1 OFERTA NACIONAL

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural), a oferta potencial nacional 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). Ressalte-se que a produção bruta de natural prevista neste ciclo do PDE conta com volumes consideráveis provenientes do Pré-Sal, que incluem maior consumo para operação de compressores e unidades de produção, além de maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios, além da injeção do CO_2 após separação. Estes fatores fazem com que a diferença entre a Produção Bruta e a Produção Líquida (mostradas no Capítulo 5) seja maior que nos ciclos anteriores.

O Gráfico 7-2 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 83 milhões de m^3/dia em 2020, atingindo o volume de 138 milhões de m^3/dia em 2029. Verifica-se que a oferta potencial (calculada a partir da produção líquida, descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades) projetada da malha integrada passa de cerca de 54 milhões de m^3/dia em 2020 para aproximadamente 86 milhões de m^3/dia em 2029. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2026, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção oriunda da Bacia do SEAL.

Gráfico 7-2 - 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.
(3) Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

7.3.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL.

As importações totais de gás natural em 2019 corresponderam a aproximadamente 32% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com o GASBOL representando 68% das importações, e o GNL o percentual restante (MME, 2018).

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*[46] e do volume remanescente de contrato,[47] 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 principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu, 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, uma vez que estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado. Considerou-se que o terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, possui capacidade de 20 milhões de m^3/dia, que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar[48] 20 milhões de m^3/dia e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m^3/dia.

Cabe destacar que os terminais marítimos de regaseificação são as estruturas responsáveis pelo envio do gás regaseificado até o litoral, sendo, portanto, instalações independentes da unidade de regaseificação (FSRU). Até o momento do fechamento deste estudo, há ancorados no Brasil 2 FSRUs, nos terminais de Pecém/CE e Baía de Todos os Santos/BA. Desse modo, embora a capacidade máxima dos terminais de regaseificação do país seja de 47 milhões de m^3/dia, atualmente esta se encontra limitada a 34 milhões de m^3/dia. Porém, caso seja necessário no horizonte de estudo, poderá ocorrer a movimentação das FSRUs atualmente contratadas, bem como a contratação de novas unidades.

Os terminais de regaseificação de GNL previstos em Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos.

Além dos terminais existentes e previstos, a entrada em operação de novos terminais no horizonte decenal é compatível com análises de sensibilidade realizadas pela EPE (vide Seção 7.4 - Balanço).

[46] Volume de *make-up* é uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula *take-or-pay*, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.
[47] Volume remanescente de contrato é aquele relativo à retirada de gás inferior à contratada, mas superior ao volume da cláusula *take--or-pay*, permitindo uma retirada de gás a ser paga nas condições contratadas anteriormente. O contrato prorroga sua vigência automaticamente até o final da retirada do volume remanescente.
[48] Sua capacidade de regaseificação foi aumentada de 14 para 20 milhões de m³/dia em 2018 por meio da Autorização ANP nº 607/2018.

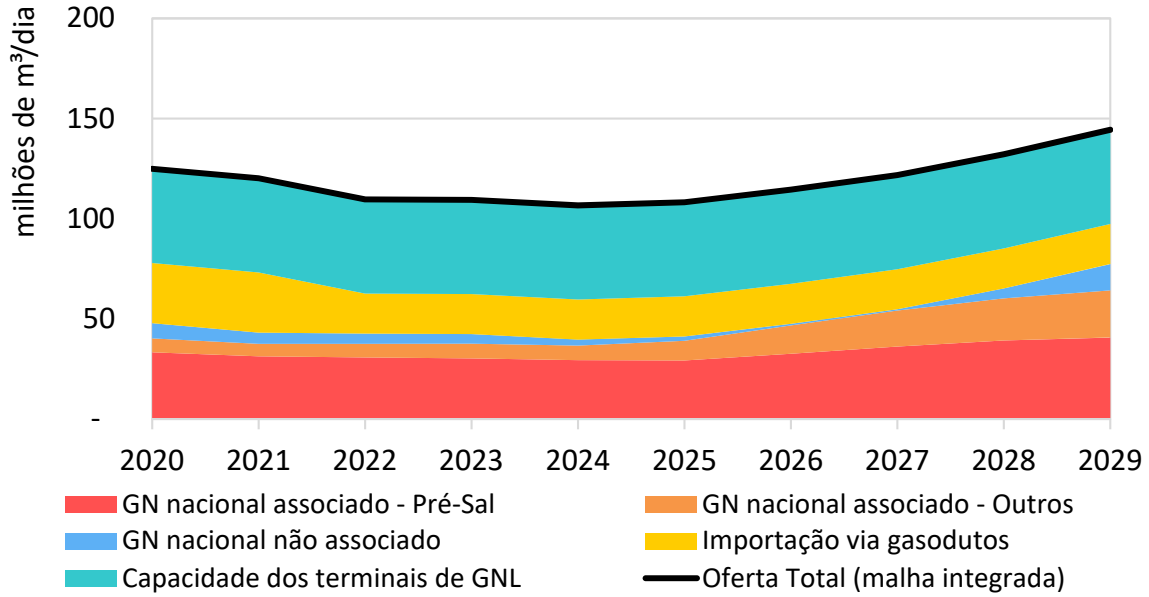
7.3.3 PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7-3, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Como observado, a oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo da primeira metade do horizonte de estudo, aumentando entre 2025 e 2029 devido aos maiores volumes de gás natural não associado. A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução na importação via gasodutos decorrente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m^3/dia), que pode ser compensada pelo aumento na regaseificação de GNL nos terminais já existentes. 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 67% da oferta nacional em 2024, e caindo para cerca de 47% em 2029.

Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural (gás natural nacional associado ou não associado, gás natural importado via gasodutos ou via GNL) depende de fatores como a flexibilidade requerida pelos consumidores, a necessidade de contratação firme requerida pelos ofertantes, e os preços que serão negociados dependendo dos condicionantes. No caso das importações via GASBOL, o atendimento também tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada; considerou-se que os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE possuem capacidades de regaseificação de 20 milhões de m^3/dia, 20 milhões de m^3/dia e 7 milhões de m^3/dia, respectivamente, adotando-se a soma destes valores para a composição da oferta potencial a partir de 2020; porém, atualmente, há duas unidades flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) que se revezam entre os três terminais; dependendo dos condicionantes até 2029, pode ser necessária a contratação de uma terceira FSRU, principalmente no final do período, quando o balanço apresenta menor saldo positivo.

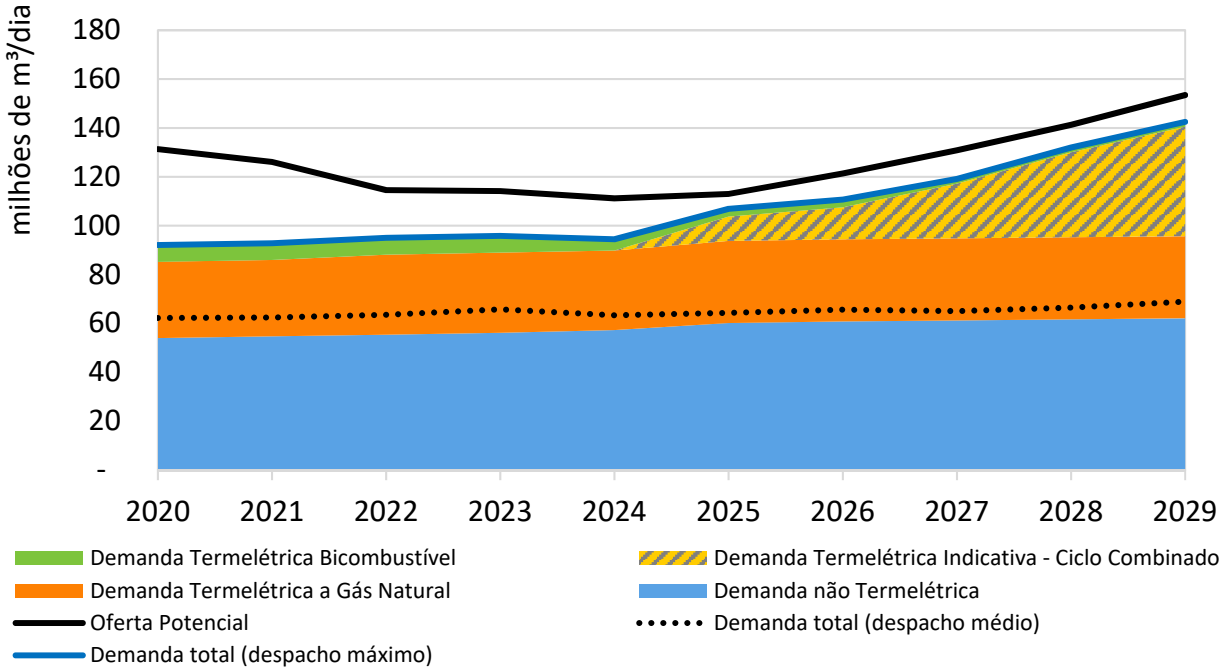
Fonte: Elaboração EPE.

7.4 Balanço de Gás Natural da Malha Integrada

É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus e Lateral Cuiabá, além das instalações de gás natural no Maranhão. O Box 7.1 traz também uma análise de sensibilidade para o caso de novas demandas não termelétricas e termelétricas assinarem contratos competitivos de fornecimento de gás natural junto a novos ofertantes que passem a atuar no mercado nacional após o sucesso dos objetivos estabelecidos pela iniciativa Novo Mercado de Gás.

O Gráfico 7-4 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil.

Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis, a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

Fonte: Elaboração EPE.

A oferta de gás natural de origem nacional na malha integrada, detalhada na Seção 3, apresenta variação entre 2025 e 2029 ocasionada pelo aumento na produção de gás não associado, principalmente em ambiente marítimo, crescendo 5,8% a.a. no período.

A demanda total de gás cresce 5% 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 2025 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 as termelétricas Porto Sergipe I/SE, Novo Tempo/RJ, GNA II/RJ e Novo Tempo Barcarena/PA são consideradas neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não estão representadas no gráfico.

Conforme apresentado no Capítulo 3, 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 66,8 milhões de m^3/dia entre os anos de 2024 e 2029. Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual, até o final do período, de 3 a 4 novos terminais de GNL com capacidade de 21 milhões de m^3/dia cada.

Ressalte-se que o saldo de gás natural no balanço da malha integrada pode ser mais positivo caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ à malha integrada dentro do horizonte de estudos (uma vez que já se encontram a menos de 50 km da malha existente).

BOX 7.1 – OFERTA E DEMANDA ADICIONAIS: NOVO MERCADO DE GÁS

Além da oferta e demanda de referência apresentadas, que se referem ao caso onde os investimentos previstos, anunciados e indicativos venham a se realizar no horizonte do estudo, buscou-se estimar quais volumes adicionais de gás natural poderiam ser disponibilizados com uma maior abertura do mercado promovida pela iniciativa Novo Mercado de Gás.

Neste caso, além dos investimentos indicados nos estudos do ponto de vista dos condicionantes e das expectativas presentes (*business as usual*), poderiam ser atraídos novos investimentos que não tenham sido observados, ou que não tenham obtido decisão final de investimento no cenário atual, sendo avaliados e amadurecidos internamente nos portifólios de diversas empresas mas sem demonstrar condições de viabilidade econômica até então.

Pelo lado da oferta nacional, foi considerado que alguns campos produtores de petróleo e gás natural poderiam decidir pelo envio de uma maior parcela de sua Produção Bruta de gás natural para o litoral. A viabilidade desta estratégia para vários empreendedores de E&P seria aprimorada uma vez que começasse a haver compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, e com a conclusão da construção das novas rotas do pré-sal (Rotas 4, 5 e 6), o que incentivaria a conexão de diversos projetos à infraestrutura de escoamento e processamento, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura. Já no caso da oferta importada, considerou-se que poderia haver a conexão de até 4 novos terminais de GNL à malha integrada de gasodutos de transporte, sendo três deles previstos (Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA) e três indicativos no cenário de referência, além de dois terminais hipotéticos adicionais dentre as diversas opções anunciadas e em processo de licenciamento ambiental no Brasil. Esta interconexão permitiria o envio dos excedentes de gás natural que não estivessem sendo utilizados por UTEs para a malha integrada, sendo estes volumes comercializados em sua zona de influência por meio de contratos de curto prazo, com grande liquidez e preços competitivos.

(cont.)

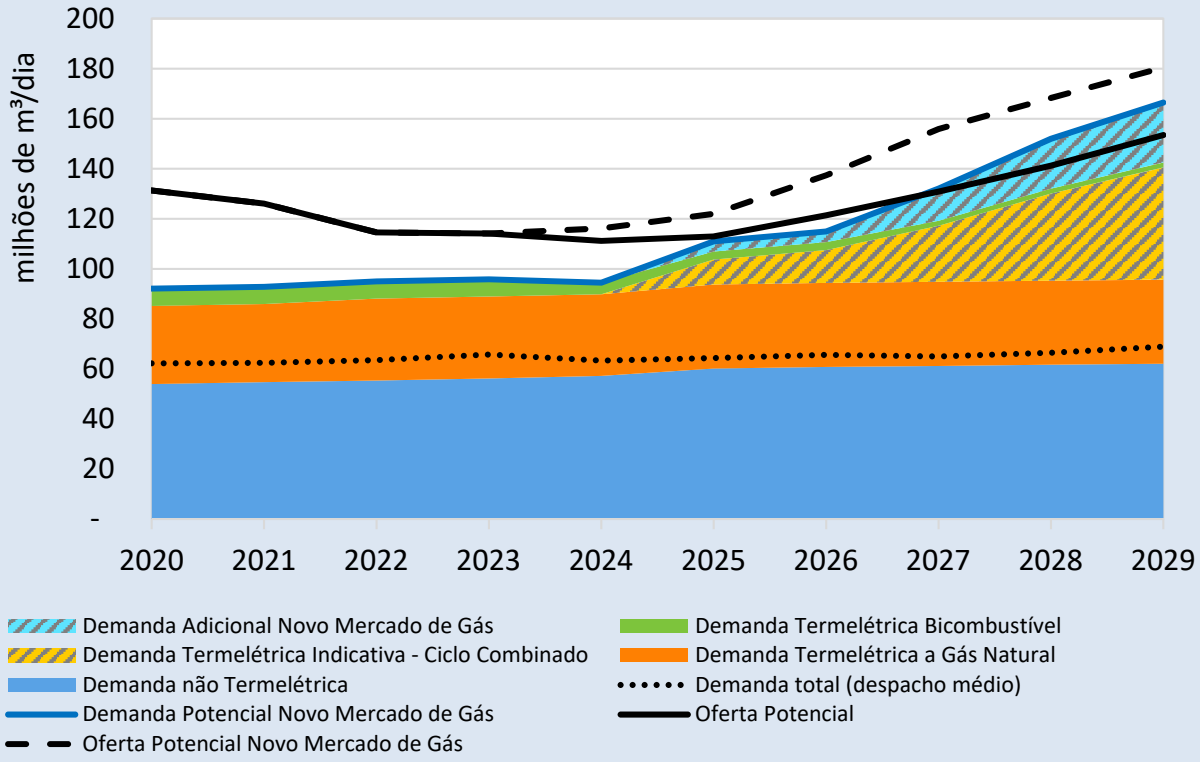
BOX 7.1 – (cont.)

Pelo lado da demanda não termelétrica, foram estudados projetos hipotéticos que poderiam ser construídos utilizando volumes consideráveis de gás natural a preços competitivos. Estudaram-se principalmente aqueles tipos de projetos onde o custo do combustível impacta consideravelmente em sua viabilidade, ou que necessitam do uso do gás natural como matéria-prima. Neste caso, foram consideradas novas unidades de fertilizantes nitrogenados (que teriam potencial de reduzir a importação de fertilizantes pelo Brasil nos próximos anos), plantas de produção de metanol (que poderiam ser um complemento vantajoso ao aumento na produção de biodiesel por rota metílica no País), entre outros empreendimentos. Para maior detalhamento de tais alternativas, vide estudos sobre a competitividade do gás natural para fertilizantes nitrogenados e metanol, publicados pela EPE.

Já no caso da demanda termelétrica, foi considerada a entrada de novos empreendimentos que poderiam utilizar volumes de gás natural do pré-sal negociados a preços menores do que no caso de referência (principalmente campos próximos à costa e com baixo teor de CO_2, considerando também os ganhos de competitividade mencionados anteriormente). Estes projetos poderiam prover uma geração de energia elétrica a valores de CVU competitivos, e assim poderiam ter um despacho relevante na média anual considerando a ordem de mérito da geração termelétrica.

Na Figura 7-5 são apresentados os volumes adicionais de oferta e demanda considerados no Novo Mercado de Gás, já consolidados sobre o gráfico do Balanço de Gás Natural apresentado anteriormente.

Gráfico 7-5 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com volumes adicionais considerados no Novo Mercado de Gás



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis; a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

7.5 Simulação da Malha Integrada de Gasodutos de Transportes

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 2020-2029. Para o presente trabalho foram simulados os anos inicial, intermediário e final do horizonte (2020, 2025 e 2029). As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e 20 milhões de m^3/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 autorizadas pela ANP;

- 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 bicombustíveis operando a gás natural;

- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha; considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural

- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para tal, nominalmente Porto do Açu/RJ, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA (tanto UTEs quanto terminais de GNL).

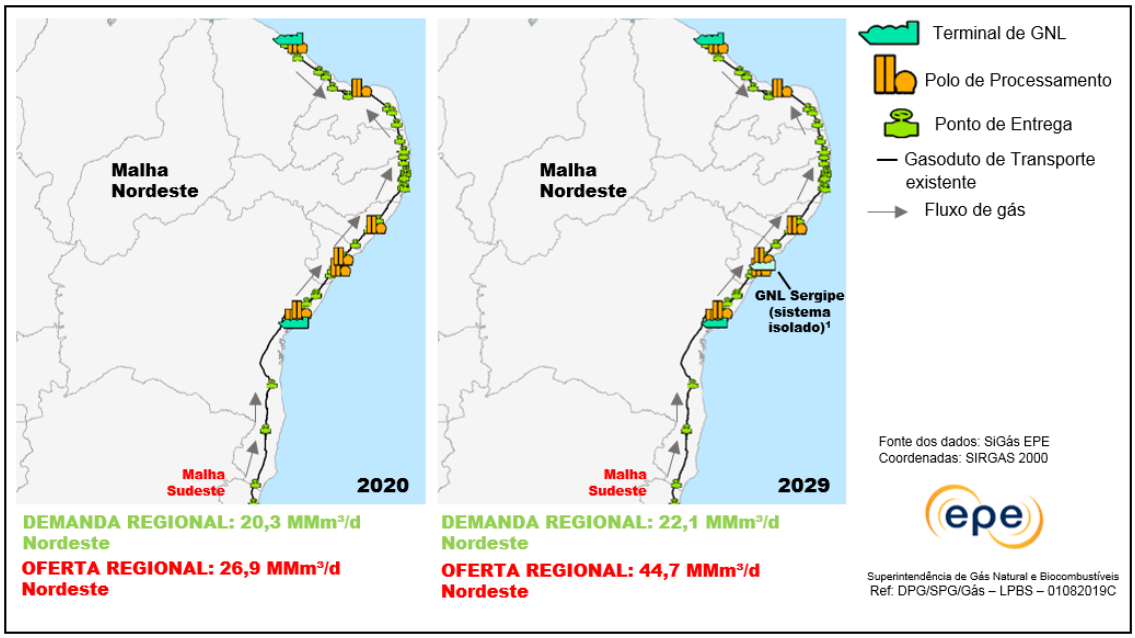
Ressaltam-se os empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2025 e a UPGN COMPERJ em 2021.

A seguir, serão apresentas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.5.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de transporte atual e não foram incluídos o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Barra dos Coqueiros/SE, por constituírem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-2, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-2 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 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.
Fonte: Elaboração EPE.

Como se pode verificar na Figura 7-2, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região em todos os anos simulados. Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, nesta simulação não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais, no regime médio esperado. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.

Ao realizarem-se 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.

Chama atenção o aumento expressivo da oferta no último ano simulado na região. Apesar da redução considerável da produção dos campos que têm o gás processado nas UPGNs na Bahia (Candeias e Estação Vandemir Ferreira), este déficit é compensado e superado pela oferta adicional nas UPGNs de Guamaré, Catu e, principalmente, Atalaia. A maior oferta projetada desta última é consequência das expectativas de produção da Bacia SEAL já a partir do ano de 2025. Para possibilitar a injeção desses recursos na malha de transporte, caso haja demanda para tal, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, principalmente gasodutos próximos à UPGN de Atalaia/SE.

No caso das UPGNs, para promover este aumento na produção espera-se uma possível ampliação do Polo de Processamento de Atalaia ou a construção de uma nova UPGN na região. Quanto à malha de gasodutos existentes, estes dutos atualmente não têm capacidade para movimentar o incremento de oferta de gás previsto e, portanto, deveriam passar por adequações. No entanto, para que ocorram as expansões, deve haver uma demanda que justifique o investimento. Caso isso

não se concretize, uma solução possível seria a liquefação de parte desse incremento de oferta de gás em unidades de liquefação para exportação ou cabotagem para outras regiões.

Em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha

7.5.2 MALHA SUDESTE

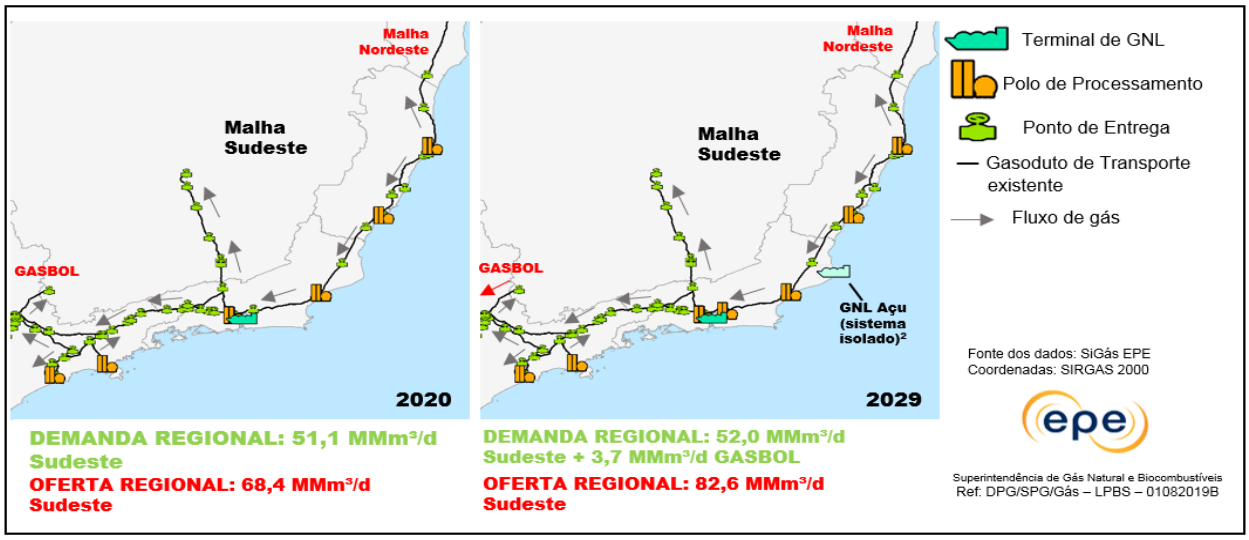
O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ em 2021, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. Considerou-se que o terminal de GNL do Porto do Açu e as térmicas GNA I e II, localizados em São João da Barra/RJ, constituem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-3, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Como se pode verificar na Figura 7-3, tanto os anos de 2020 quanto o de 2029, 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 (Centro-Oeste/SP/Sul e Nordeste) para a região. Isto também ocorre para o ano de 2023, não representado na Figura 7-3. Espera-se, na realidade, que o Sudeste se torne uma Região exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente ressalta-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 foi considerada a redução do volume de gás ofertado da Bolívia neste gasoduto. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da Região Sudeste para o GASBOL seria através da interconexão em Paulínia/SP.

Figura 7-3 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 da malha Sudeste



Nota: O terminal de GNL de São João da Barra/RJ e as termelétricas associadas ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.

7.5.3 MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas, se caracterizando pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento do consumo. Já o trecho 3 do GASUP é responsável pelo atendimento da região de Triunfo/RS, após a transferência de custódia do gás natural entre a TBG e a TSB.

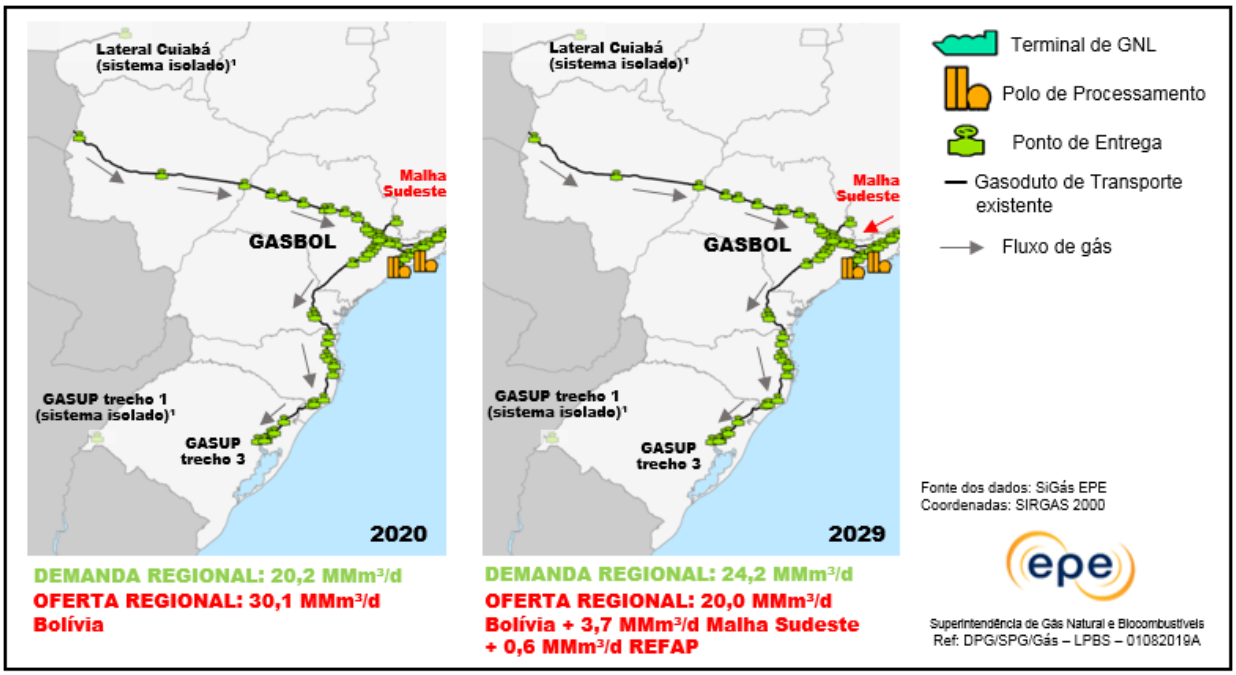
Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m^3/dia importado da Bolívia, o qual seria suficiente para o atendimento da demanda. No entanto, a partir de 2022 considerou-se uma redução do volume máximo importado para 20,0 milhões de m^3/dia, havendo-se necessidade de complementação do volume para atendimento da demanda da região, a partir desse ano, através de gás natural vindo da malha Sudeste.

Cabe destacar que as premissas quanto à oferta disponível no GASBOL advinda da Bolívia, poderão sofrer alterações a depender do resultado do Concurso para Alocação de Capacidade no GASBOL que ocorrerá no final de 2019. Outros fatores que poderão alterar essas premissas serão os resultados dos editais de contratação de suprimento de gás lançados por parte das distribuidoras atendidas pelo GASBOL em fase final de contrato (SulGás, SCGás, COMPAGAS, Gás Brasiliano e MSGás).

Como havia sido indicado nas simulações de ciclos anteriores do PDE, foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL caso a UTE Sepé-Tiaraju/RS e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS precisem operar simultaneamente em sua capacidade máxima. Porém, caso haja a inclusão de um ponto de oferta indicativo próximo à REFAP (oferta potencial de gás nacional avaliada neste ciclo do PDE a partir da Bacia de Pelotas), seria possível atender a todas as demandas estimadas para a Região em sua capacidade máxima até o final do horizonte.

Outra solução possível para essa questão, já mencionada em ciclos anteriores, seria a ampliação de capacidade desse trecho, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente. Uma possibilidade adicional seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se os projetos na região da Baia do Babitonga, em Santa Catarina, já com licenciamento ambiental, e no litoral do Paraná, ainda em fase de maturação do projeto. A Figura 7-4 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-4 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 do GASBOL e do GASUP



Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.
Fonte: Elaboração EPE.

7.6 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2020 a 2029, sendo que os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, e os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma. Neste ciclo do PDE, além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos), além de ser realizada uma estimativa simplificada de investimentos em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada.

Foram considerados projetos previstos da ordem de R$ 6 bilhões para o gasoduto Rota 3 e de R$ 2,39 bilhões relativos à instalação da Unidade de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ (valor total dos empreendimentos, que já se encontram em construção). 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, atualmente em avaliação pela ANP para definição do processo licitatório, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m^3/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas.

Ainda em relação a projetos previstos, considerou-se a implementação de uma UPGN (UPGN Caburé/BA), com capacidade de processamento de 0,5 milhão de m^3/dia, na Bahia para processamento de gás natural *onshore* a ser produzido pelos campos de Caburé, Caburé Leste e Cardeal Nordeste e REC-T-212 (campos individualizados). O proprietário, a empresa Alvopetro, recebeu permissão para construção desta unidade, através da Autorização ANP Nº 329 de 22 de maio de 2019. O gás assim processado será enviado para a Bahiagás, com expectativas, segundo a petroleira, de começo da comercialização no início de 2020. Adicionalmente, pode-se mencionar o gasoduto de escoamento da Alvopetro, também relacionado aos mesmos campos (Caburé, Caburé Leste, Cardeal Nordeste e REC-T-212). O gasoduto de 11 km de extensão e 0,5 milhão de m^3/dia, ligará estes campos individualizados até a futura UPGN Caburé. A descrição sucinta do projeto foi publicada pela ANP através do Despacho Nº 9 de 3 de janeiro de 2019.

No caso dos investimentos indicativos em gasodutos de escoamento e UPGNs, foram considerados no cenário de referência um novo gasoduto e uma nova UPGN para escoar e processar o gás natural proveniente da Bacia do Sergipe-Alagoas. No caso denominado "Novo Mercado de Gás", é também considerada como indicativa a instalação de 3 novos gasodutos de escoamento e UPGNs para o escoamento e o processamento do gás natural do pré-sal, denominados de forma geral como Rotas 4, 5 e 6, que podem vir a ligar as Bacias de Campos e Santos até os litorais do Rio de Janeiro, São Paulo e/ou Espírito Santo (dependendo da decisão dos empreendedores quanto aos pontos mais viáveis para chegada dos gasodutos no litoral). Os projetos indicativos preveem ainda a instalação de novos gasodutos de escoamento e UPGNs, ou a ampliação da infraestrutura existente, para escoar e processar os maiores volumes de gás natural provenientes do horizonte geológico pós-sal na Bacia do Espírito Santo.

Os investimentos indicativos em UPGNs seriam da ordem de R$ 2,6 a 3,5 bilhões cada (data-base: junho de 2019), considerando capacidade de 12 a 20 milhões de m^3/d de processamento. Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão, conforme metodologia descrita em EPE (2018). Já para os gasodutos de escoamento, estimaram-se investimentos da ordem de R$ 2,5 a 4,5 bilhões, variando de acordo com a Rota em questão, em função das diferentes extensões dos gasodutos.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de três terminais, um em Barra dos Coqueiros/SE e o um em Barcarena/PA. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL existentes, buscou-se definir uma configuração padrão, baseada nas tendências recentes de configurações mais utilizadas, a fim de se estimar o custo médio desses terminais. Dessa forma, definiu-se como padrão, por ora, a configuração de terminal privado *nearshore* com ancoragem do tipo *Ship-To-Ship* (STS) sem necessidade de dragagem ou quebra-mar. Considerou-se também um afastamento médio de 5 km da costa, o que necessitaria de um gasoduto submarino com o mesmo comprimento para envio do gás natural regaseificado. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R$ 400 milhões (data base dezembro de 2017), que incluem apenas o píer e instalações auxiliares. 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 até quatro novos terminais com capacidade de 21 milhões de m^3/dia cada, sendo considerados 3 terminais novos para o caso de referência.

No caso denominado "Novo Mercado de Gás", considerou-se também a entrada de dois novos terminais de GNL ligados a outros projetos com demanda termelétrica ou não termelétrica de gás natural. Sendo assim, foi estimado um investimento total de R$ 2 bilhões em terminais de GNL indicativos. Porém, cabe ressaltar que estes valores podem variar consideravelmente dependendo das características de cada terminal específico, assim como sua configuração técnica e instalações portuárias associadas.

Dessa forma, a Tabela 7-1 apresenta o resumo dos investimentos estimados. Ressalte-se que os valores de investimentos em gasodutos de escoamento, UPGNs e gasodutos de transporte serão mais bem detalhados em estudos posteriores, e podem sofrer alterações dentro do grau de incerteza indicado. Destaca-se que os valores para projetos indicativos (*business as usual* e Novo Mercado de Gás) foram calculados a partir das metodologias e ferramentas desenvolvidas nos estudos PIG e PIPE, os quais serão publicados em breve.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (*business as usual*)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi
Gasodutos de Escoamento[1]	2	6,10	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte[1]	1	0,13	0	-	11	17,06
Terminais de Regaseificação de GNL[2]	3	1,20	3	1,2 0	2	0,8
UPGNs[3]	2	2,69	1	3,50	4	11,30
TOTAL	**8**	**10,12**	**5**	**7,83**	**27**	**42,81**

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AACE-18R-97); o custo de gasodutos de escoamento não inclui unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO.;
(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX), com data-base em dez/2017; a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97);
(3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

Fonte: Elaboração EPE.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Novo Mercado de Gás, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando os 3 novos terminais de GNL previstos) 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.

> 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. Isto porque 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.

> A produção líquida de gás natural passará de 83 milhões de m^3/dia em 2020 para 138 milhões de m^3/dia em 2029. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 54 milhões de m^3/dia em 2020 para aproximadamente 86 milhões de m^3/dia em 2029.

> Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o Pré-Sal corresponde ao patamar de 47% da oferta nacional em 2029. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.

> 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. A importação potencial de GNL na malha integrada corresponde à capacidade instalada dos terminais existentes, de 47 milhões de m^3/dia, de 2020 até 2029, além de 3 novos terminais não conectados à malha integrada.

> Nas trajetórias 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, pode haver um saldo maior de gás natural no balanço da malha integrada caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ previstos 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 67 milhões de m^3/dia entre os anos de 2024 e 2029. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de três a quatro novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 21 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 estes terminais podem ser os que se encontram em 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.

> A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R$ 60 bilhões, dos quais cerca de R$ 10 bilhões em projetos previstos e R$ 50 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 3 a 4 novos terminais de GNL exclusivos, além de novos empreendimentos incentivados pela abertura do mercado com a iniciativa Novo Mercado de Gás.

8. Oferta de Biocombustíveis

Neste capítulo, são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica e de oferta de biodiesel, biogás e bioquerosene de aviação, no horizonte do PDE.

Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), através da Lei nº 13.576, promulgada em dezembro de 2017 (BRASIL, 2017a). Esta importante política pública reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (EPE, 2018a). Cabe destacar as ações estruturantes realizadas em 2018 e 2019 para a implementação do RenovaBio, que terão desdobramentos neste horizonte de estudo: o estabelecimento das metas nacionais de redução de emissões (CNPE, 2018b), a publicação da resolução que regulamenta a Certificação da Produção ou Importação Eficiente de Biocombustíveis (ANP, 2018b) e da que dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais (ANP, 2019c). Os processos de credenciamento das firmas inspetoras e de certificação das unidades produtoras de biocombustíveis também foram iniciados (ANP, 2019b). A publicação da última resolução que tratará sobre a emissão, vencimento, distribuição, intermediação, custódia, negociação e demais aspectos relacionados aos Créditos de Descarbonização (CBIO), instrumento financeiro negociado em mercado organizado (B3 S.A.), ocorrerá até o fim de 2019 para que a Política esteja em pleno funcionamento em 2020.

8.1 Etanol

OFERTA DE ETANOL NO BRASIL

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com o cultivo adequado da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar.

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 elevado endividamento também trouxe reflexos negativos para a manutenção e 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 contribuiu para a queda dos recursos captados pelo setor sucroenergético junto ao BNDES, que, em 2018, corresponderam a cerca de 27% do observado em 2013 (BNDES, 2019a).

O setor sucroenergético brasileiro se aproveita de sua flexibilidade na produção de açúcar e etanol (reduzindo riscos) para se ajustar às flutuações de mercado e maximizar suas receitas ou minimizar as perdas. Entre o final de 2015 e o início de 2017, com a elevação dos preços internacionais do açúcar, migrou seu *mix* produtivo para esta *commodity*. No período de 2017 a 2019, a dinâmica do mercado de açúcar se inverteu e, conjuntamente com a elevação do preço da gasolina C ao consumidor, impulsionou a destinação do ATR para o etanol, que saiu de 54% para 65% do *mix* em 2018 (EPE, 2019a).

A política de paridade de preços internacionais da gasolina, anunciada pela Petrobras no final de 2016, em uma recente situação de alta dos preços do petróleo no mercado internacional, bem como a majoração das alíquotas dos tributos federais incidentes sobre a gasolina (BRASIL, 2017a), também contribuíram para melhorar a rentabilidade do negócio.

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 vem se utilizando de instrumentos regulatórios e também tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. Citam-se a manutenção das linhas de financiamento, a diferenciação tributária entre o etanol e a gasolina[49] e, mais recentemente, o estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

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 de Ciclo Otto 2018 - 2030 (EPE, 2018c).

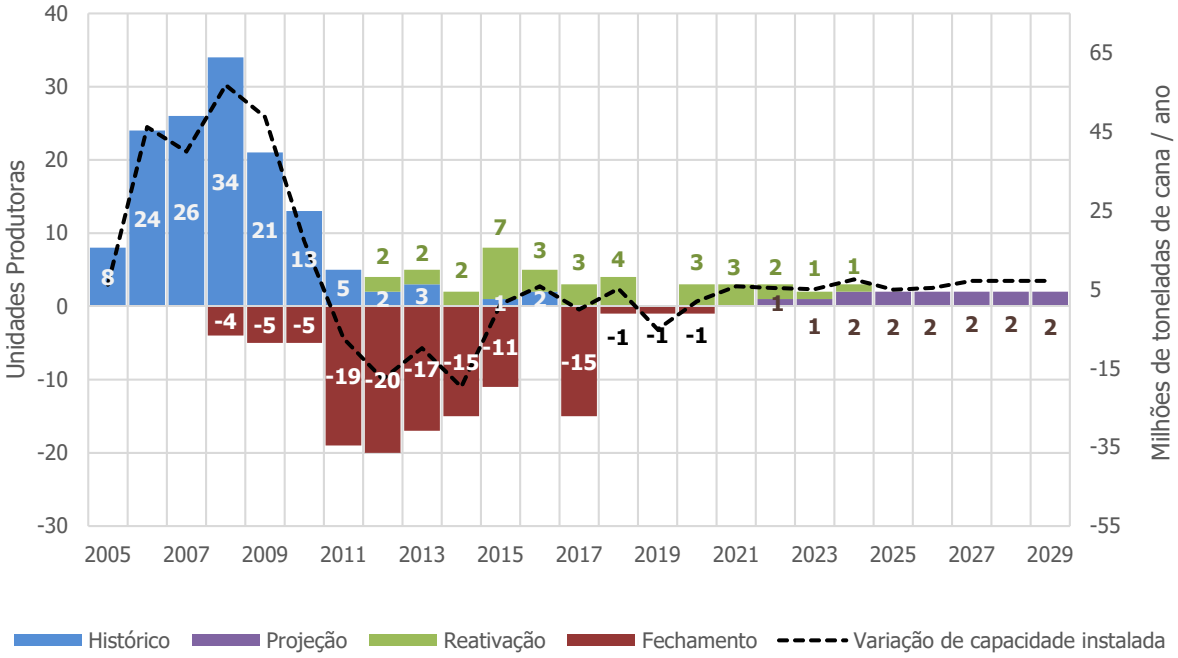
O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2019b) registrou, em dezembro de 2018, 369 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem é de 750 Mtc (fator de capacidade de 90% da nominal). Considerando a moagem realizada em 2018 (609 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 81% (EPE, 2019a).

Segundo ANP (2019a), as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção de anidro e hidratado de 126 mil m^3/dia e 233 mil m^3/dia, respectivamente, em dezembro de 2018. Estimou-se uma capacidade de produção anual de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 42 bilhões de litros, respectivamente (considerando-se uma média de 180 dias de safra). O ano de 2018 registrou o fechamento de 1 unidade e 4 retomaram suas atividades. Ainda existem 64 unidades operando em situação de recuperação judicial, o que representa 137 milhões de toneladas de cana em capacidade efetiva de moagem.

A projeção da capacidade de produção de etanol, a partir da cana-de-açúcar, é analisada em dois períodos distintos: de 2020 a 2022 e de 2023 a 2029. No primeiro período, os investimentos para expansão da capacidade são referentes a projetos já em construção (neste caso, uma unidade). Já no segundo período, dentre os cenários avaliados, foi escolhido para apresentação nesse PDE o que considera a implantação de 13 unidades com capacidade de moagem específica de 3,5 milhões de tc/ano/usina (UNICA, 2014). Também foi considerada a expansão da capacidade instalada de 16 unidades existentes, adicionando à capacidade produtiva nominal cerca de 9 Mtc, sendo necessário mais 31 Mtc em expansões adicionais (não mapeadas). Reativações e paralisações resultarão em um saldo positivo de 11,5 Mtc (nominal) entre 2019 e 2022. O Gráfico 8-1 apresenta o fluxo de unidades produtoras de cana (histórico, novas unidades, reativação e fechamento) e a variação da capacidade instalada.

[49] Em janeiro de 2017, houve o retorno da incidência do PIS e da Cofins sobre o etanol. Em julho daquele ano, aumentaram as alíquotas desses tributos, tanto para o etanol quanto para a gasolina, o que resultou em um incremento da diferenciação tributária entre esses combustíveis. Maiores informações sobre esse tema podem ser encontradas no artigo publicado na Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2017).

Gráfico 8-1 - Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada



Fonte: EPE com base em MAPA (2019b) e UNICA (2014)

Nas últimas safras, a idade média do canavial permaneceu elevada (em torno de 3,9 anos). Este fator, associado às condições climáticas, influenciou a produtividade da cana na safra 2018/19 (72,2 tc/ha) (CONAB, 2019). Nesta mesma safra, a qualidade da cana apresentou o melhor registro em oito anos (140,6 kg ATR/tc), devido a fatores associados ao clima e, principalmente, à redução da quantidade de impurezas totais (minerais e vegetais) presentes na cana colhida, 9,7% (2017) para 9,1% (2018).

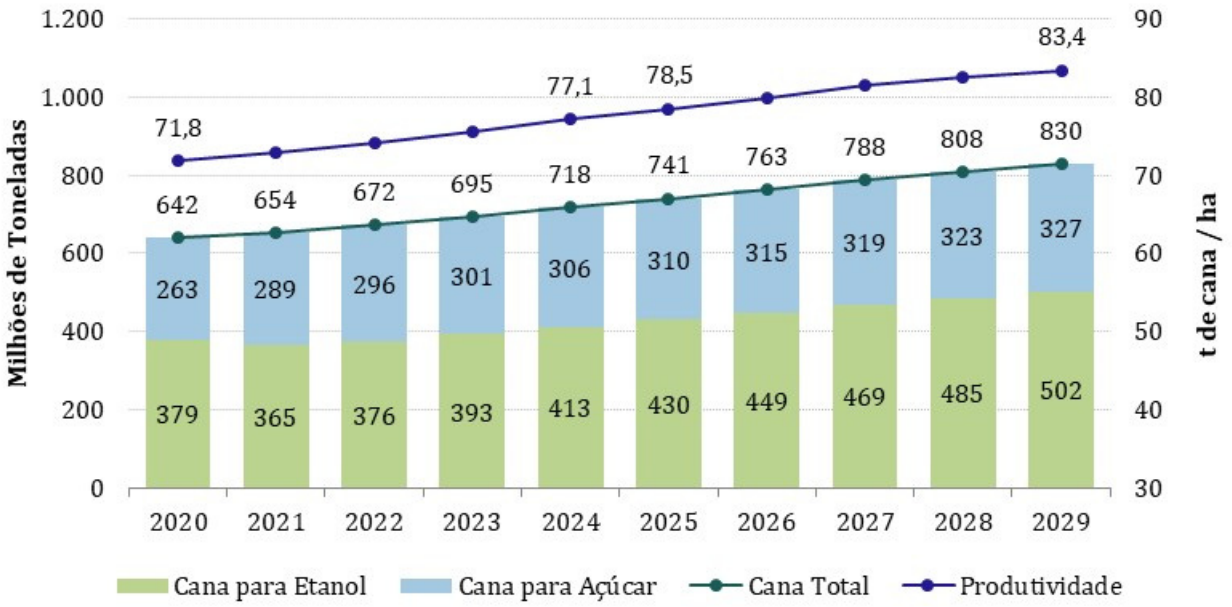
A colheita mecanizada foi implantada, principalmente, para atingir as metas impostas pelas leis e acordos ambientais de redução das queimadas. Contudo, observa-se que houve um descompasso entre a mecanização da colheita e do plantio, além de outras operações ligadas ao cultivo da cana. Ressalta-se que tecnologias e sistemáticas de produção capazes de solucionar estes problemas e aumentar o rendimento já estão sendo utilizadas por alguns produtores, o que poderá elevar este indicador. Estes temas são objeto de contínua avaliação por especialistas em centros de pesquisa e por gerentes agrícolas. Considerou-se, então, que parte do setor buscará a implementação de melhores práticas, através do manejo varietal e agronômico, de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica.

Nesse ciclo de estudos, a cana-energia (CE) representará, em 2029, uma pequena parcela da área total de produção de cana (162 mil ha). No horizonte decenal, estima-se que a área de colheita passará de 8,4 milhões de hectares em 2019, para 9,9 milhões de hectares em 2029. A produtividade crescerá 1,2% a.a., atingindo 83,4 tc/ha em 2029, enquanto que o rendimento estará no patamar de 140 kg de ATR/tc, em 2029.

A partir da área e da produtividade, estima-se que a cana colhida cresça a uma taxa de 2,9% a.a., atingindo 830 milhões de toneladas em 2029, conforme Gráfico 8-2. Nesse contexto, o percentual de cana destinada ao etanol varia de 61%, em 2019, para 60%, em 2029, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

Para o horizonte decenal, estima-se que os investimentos para a formação do canavial sejam de aproximadamente 29 bilhões de reais, considerando-se a relação entre cana planta (área nova + renovada) e cana total de 17%.

Gráfico 8-2 - Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Nota: Produtividade em Ano Safra
Fonte: EPE com base em CONAB (2019) e MAPA (2019b)

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 60, 40 e 3 milhões de litros, por ano, respectivamente (GRANBIO, 2019) (NOVACANA, 2018). 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 eficientização do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

A produção de etanol 2G utilizará pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá ser significativa somente no final do período, atingindo cerca de 722 milhões de litros em 2029 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

A divisão do ATR total entre o açúcar e o etanol é feita considerando a maior rentabilidade da *commodity* e a grande participação do Brasil no seu comércio mundial. Dessa forma, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender às suas respectivas demandas, obtendo-se, como resultado, a parcela destinada ao etanol.

O índice de transformação industrial (base 2015) do hidratado variará, no período decenal, de 1,658 para 1,650 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,747 para 1,733 kg ATR/litro, ambos por eficientização do processo de transformação do ATR em etanol, pela fermentação de alto teor alcoólico. Já o fator de conversão do açúcar permanecerá constante, em 1,047 kg ATR/kg (CEOXPO, 2016).

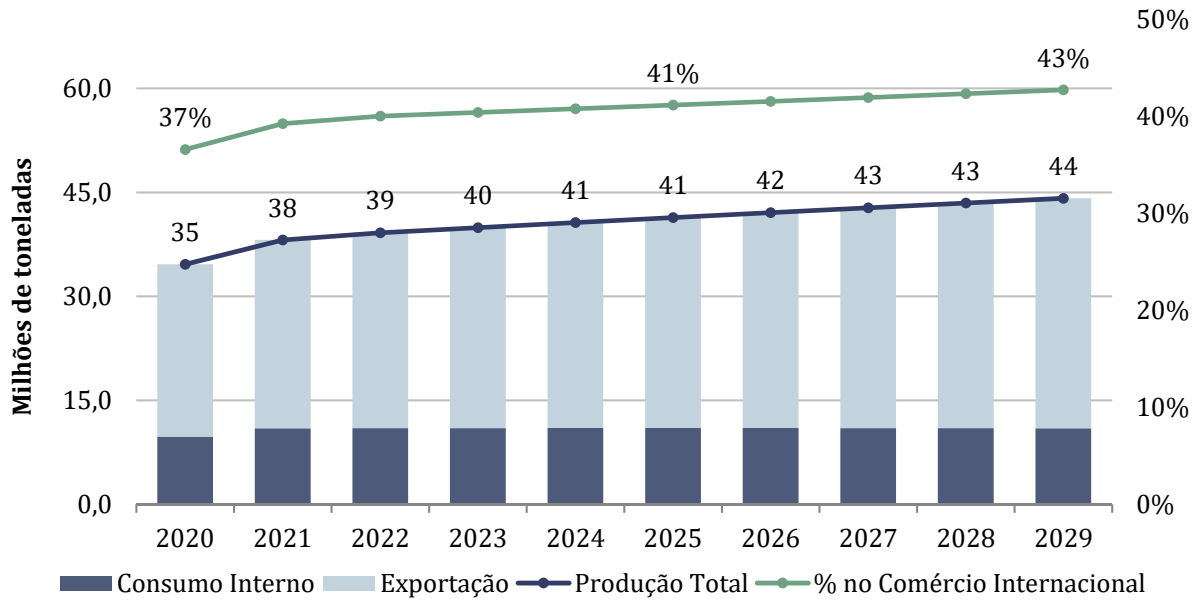
A projeção da produção brasileira de açúcar é composta por duas partes: consumo interno e exportação. O consumo interno considera a evolução do consumo *per capita* brasileiro (kg/hab./ano) e está relacionado aos aspectos de renda, envelhecimento da população e mudanças

de hábitos alimentares (ISO, 2017; MAPA, 2016, 2019).

Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil mantém a sua posição de destaque, sendo responsável por, em média, 40% 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 (OCDE/FAO, 2006, 2012, 2016); crescimento da produção em países como Índia e Tailândia (DATAGRO, 2019) e fim das cotas de produção de açúcar, a partir de 2017, pela UE (DATAGRO, 2015).

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada no Gráfico 8-3 e alcança 44 milhões de toneladas em 2029.

Gráfico 8-3 - Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: EPE com base em FAO (2006, 2012, 2016), ISO (2017) e MAPA (2016, 2019b)

O uso do milho para a produção de etanol permite aproveitar ocasiões de baixa do preço do grão, visto que os custos logísticos do escoamento da região Centro-Oeste impactam a competitividade do produto no mercado internacional, o que induz os investimentos em novas unidades produtoras. Além disso, são gerados como coprodutos o óleo de milho, destinado ao consumo humano, e o DDGS (*distiller's dried grains with solubles*), para nutrição animal, o que adiciona mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017; MILANEZ *et al.*, 2014). Atualmente, existem sete unidades do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana) e uma unidade *full* (milho como único insumo), cuja capacidade agregada anual foi de cerca de 900 mil m^3, em 2018. Para 2019, este volume deverá chegar a 1.900 mil m^3 com a implantação de duas unidades e uma expansão.

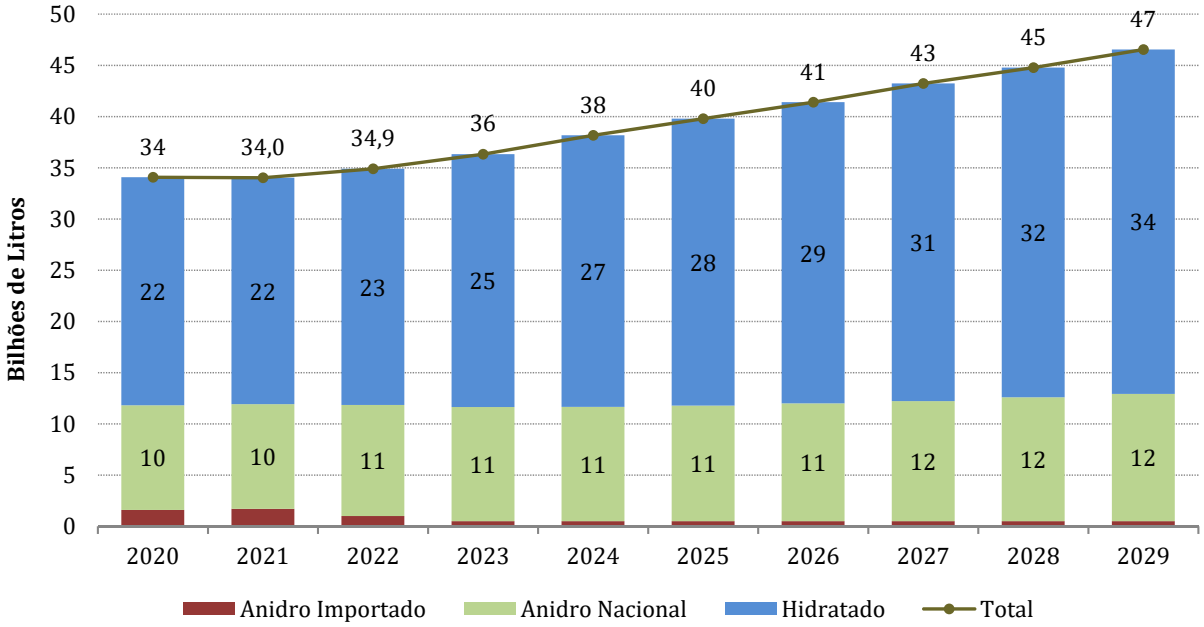
No horizonte decenal, estima-se a implantação de 4 unidades *Flex* e 9 do tipo *Full*, a capacidade instalada chegará a 4,5 milhões de m^3 (IMEA, 2017). Dessa forma, projeta-se que a produção de etanol de milho alcance cerca de 4 bilhões de litros em 2029.

Quanto às importações de etanol, serão necessárias aquisições pontuais de anidro no mercado externo para equilíbrio comercial, chegando a 1,7 bilhão de litros em 2019, diminuindo gradualmente para 500 milhões de litros em 2023 e permanecendo constante até o fim do período.

Como resultado da produção nacional e das importações, a oferta total de etanol crescerá a uma taxa de 2,4% a.a., alcançando 47 bilhões de litros em 2029, conforme apresenta o Gráfico 8-4. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 2,7% a.a., chegando

a 34 bilhões de litros em 2029, enquanto que o anidro (nacional e importado) se mantém no mesmo patamar de 2017, com 13 bilhões de litros ao final do período.

Gráfico 8-4 - Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: EPE com base em EPE (2018a) e MAPA (2019b)

INVESTIMENTO - CAPACIDADE PRODUTIVA

Para a avaliação dos investimentos necessários em unidades sucroenergéticas de primeira geração (*greenfields*), considerou-se que estas seriam mistas ou destilarias, com perfil tecnológico otimizado e tamanho médio de 3,5 milhões de toneladas de capacidade nominal de moagem de cana. Estima-se que, para este perfil, o investimento médio seja de R$ 360/tc, conforme Tabela 8-1. Para a expansão de unidades existentes, adotou-se um investimento médio de R$ 260/tc.

Com isso, os investimentos em capacidade industrial deverão ser da ordem de R$ 17 bilhões, referentes às novas unidades propostas, e de R$ 10 bilhões, para as expansões levantadas, totalizando R$ 27 bilhões no período decenal (CTBE, 2018; UNICA, 2014).

A estimativa dos investimentos em novas plantas de etanol lignocelulósico tem como base os valores das unidades comerciais em operação no Brasil, estimados em R$ 5,6/litro. O montante totaliza R$ 4,2 bilhões entre 2010 e 2029. Ressalta-se que esse valor poderá ser menor, em função da curva de aprendizagem do setor.

Para o etanol de milho, estima-se que o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R$ 1,60/litro, enquanto que para uma usina *full*, o valor é de R$ 1,80/litro (CTBE, 2018; IMEA, 2017; UNEM, 2018). Com isso, o investimento estimado é de cerca de R$ 4,7 bilhões.

Tabela 8-1 - Investimento médio para construção de novas unidades e expansão das existentes (cana-de-açúcar)

CAPEX	R$ (dez. 2017) / tc
Expansão de unidades existentes (*Brownfield*)	256,0
Novas unidades (*Greenfield*)	359,8
Industrial (inclui cogeração otimizada)	287,6
Maquinário Agrícola (inclui caminhões)	67,9
Arrendamento (região Centro-Oeste)	4,3

Nota: Para as usinas de cana convencional, o CAPEX foi dado por tonelada de cana, uma vez que pode haver a destinação de parte da produção para o açúcar (diferentemente do apresentado nas unidades de E2G e Etanol de milho).
Fonte: EPE com base em CTBE (2018) e UNICA (2014)

DEMANDA TOTAL DE ETANOL

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional (carburante e outros usos) e internacional (a ser atendida pelo Brasil).

DEMANDA DO MERCADO INTERNO

A demanda de etanol carburante (anidro e hidratado) parte de 33,9 bilhões de litros em 2019, cresce a 2,5% a.a. e atinge 43 bilhões de litros em 2029. Esse aumento da demanda carburante justifica-se pela maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte por conta dos sinais positivos provenientes do RenovaBio, em parte por conta da melhoria dos fatores de produção realizada pelo setor. Estima-se que o uso não carburante (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e alcoolquímicos) permanecerá praticamente no mesmo patamar, saindo de 1,09 bilhão de litros em 2019, atingindo 1,17 bilhão de litros em 2029.

DEMANDA INTERNACIONAL

Brasil e Estados Unidos concentraram, em 2018, 85% da produção mundial de etanol. O mercado internacional apresenta baixos volumes transacionados e poucos países participantes. Em todo o mundo, observa-se o apoio às políticas de incentivo à eficiência energética e/ou promoção de fontes energéticas mais avançadas e tendência a modestos volumes comercializados. Apesar desses fatores, estima-se que os biocombustíveis continuarão importantes para a segurança do abastecimento, diversificação da matriz energética e redução da emissão de GEE.

Em 2018, pelo segundo ano consecutivo o Brasil apresentou um saldo negativo na balança comercial de etanol, de 0,1 bilhão de litros (com importações totalizando 1,8 bilhão de litros) (EPE, 2019a). Nesse contexto, foram alterados os critérios de taxação para o etanol importado, através da aprovação da Resolução CAMEX nº 72, em 29/8/2017 (CAMEX, 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.[50] Ainda assim, não foi suficiente para reverter a tendência geral das importações (MDIC, 2019).

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.

[50] Em 31 de agosto de 2019, foi aprovada a Portaria nº 547, que mantém a isenção sobre o imposto de importação de etanol por mais um ano a partir da data de promulgação e ainda aumenta os limites volumétricos trimestrais para os quais a isenção se aplica, de 150 para 187,5 bilhões de litros (BRASIL, 2019).

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 biocombustíveis[51] 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 (61 bilhões de litros em 2018), cujo principal destino é o atendimento à demanda interna de 54 bilhões de litros, cuja média dos últimos anos tem se mantido estável, em torno dos 50 bilhões de litros, o equivalente a 10% do consumo anual de gasolina. Este fato é reflexo da política energética americana, a qual estabelece o mandatório de 10% de etanol[52] adicionado à gasolina (E10) (EIA, 2019).

Os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (etanol advindo do milho) estabelecida pela RFS (EUA, 2007). No entanto, a dificuldade para a produção comercial do etanol celulósico permanece. Assim como em anos anteriores, a EPA se viu forçada a reduzir as metas da RFS para esta parcela (EPA, 2018), passando para 1,1 bilhão de litros em 2018, quando originalmente era de 20,8 bilhões de litros e 1,6 bilhão de litros em 2019 (de 32,2 bilhões de litros).[53]

UNIÃO EUROPEIA

O bloco mantém a Diretiva 2009/28/CE como principal instrumento de promoção à utilização de fontes renováveis, com as metas 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).

Em 13 de novembro de 2018, o Parlamento Europeu aprovou uma série de mudanças nos planos de ação climática e energética para a União Europeia. Para 2020 prevalecem as atuais metas do Triplo 20: 20% de redução nas emissões de GEE, 20% de participação de fontes renováveis no consumo energético (com 10% no consumo automotivo) e 20% de aumento na eficiência energética,), todos tendo como referência o ano de 1990. Em 2030, as metas serão aumentadas para 40%, 32% e 32,5%, respectivamente (EC, 2018).

Os planos atuais focam em fontes avançadas de energia, como os biocombustíveis de segunda geração. O bloco limitará a participação dos biocombustíveis tradicionais (etanol de cana e milho e biodiesel de oleaginosas), a um máximo de 7% de participação na demanda energética até 2020, gradualmente diminuídos de modo que, a partir de 2030, sua participação não será mais contabilizada no cumprimento da meta.

Além dos mercados dos EUA, Coreia do Sul, Japão e União Europeia permanecerão como 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 e o atendimento ao mercado interno. Para os EUA, adicionalmente, tomou-se como referência as estimativas de importação do produto pelo país, elaboradas pela EIA, e as novas diretivas da EPA. Dessa forma, as exportações brasileiras partem de 1,7 bilhão de litros em 2019 e alcançam 2,0 bilhões de litros em 2029.

[51] 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).

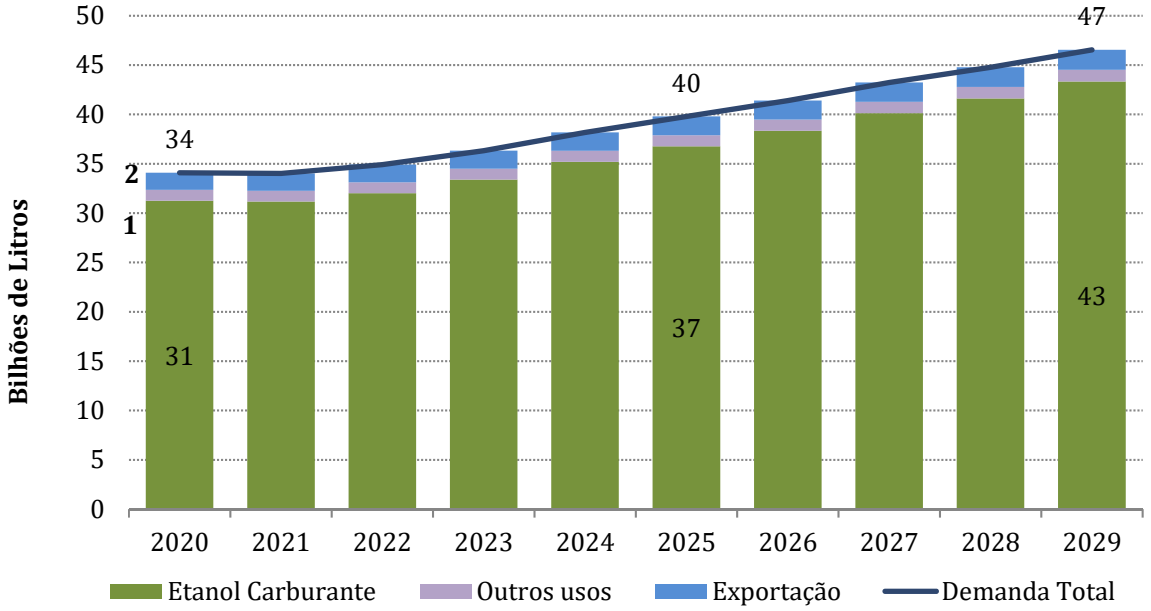
[52] Misturas com 15% de etanol (E15) também são permitidas, dependendo da disponibilidade nos postos e da preferência do consumidor.

[53] A EPA também diminuiu os volumes totais de biocombustíveis avançados, para 2018 e 2019, de 41,6 para 16,2 bilhões de litros e de 49,2 para 18,6, respectivamente (EPA, 2018).

DEMANDA TOTAL

O Gráfico 8-5 consolida as demandas nacional (carburante e outros usos) e internacional de etanol. A demanda total de etanol tem uma taxa de crescimento de 2,4% a.a., alcançando 47 bilhões de litros em 2029, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado carburante.

Gráfico 8-5 - Projeção da demanda total de etanol



Fonte: EPE com base em EPE (2019b)

LOGÍSTICA

O modo rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir maiores custos energéticos e ambientais do que os outros (ferroviário, dutoviário e hidroviário). Com a expansão projetada do mercado de etanol nos próximos dez anos, além do aumento da capacidade de armazenamento, faz-se necessário investir na diversificação dos modos utilizados na distribuição, para a eficientização do sistema de transporte.

Dentre os investimentos no modo dutoviário, está o Projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de dutos próprios e a utilização de existentes, com extensão de 1.054 km. O valor total estimado para o projeto é de R$ 5,2 bilhões, dos quais R$ 1,2 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação (LOGUM, 2019b).

A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 790 milhões de litros e a capacidade de movimentação anual é de 6 bilhões de litros.

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).

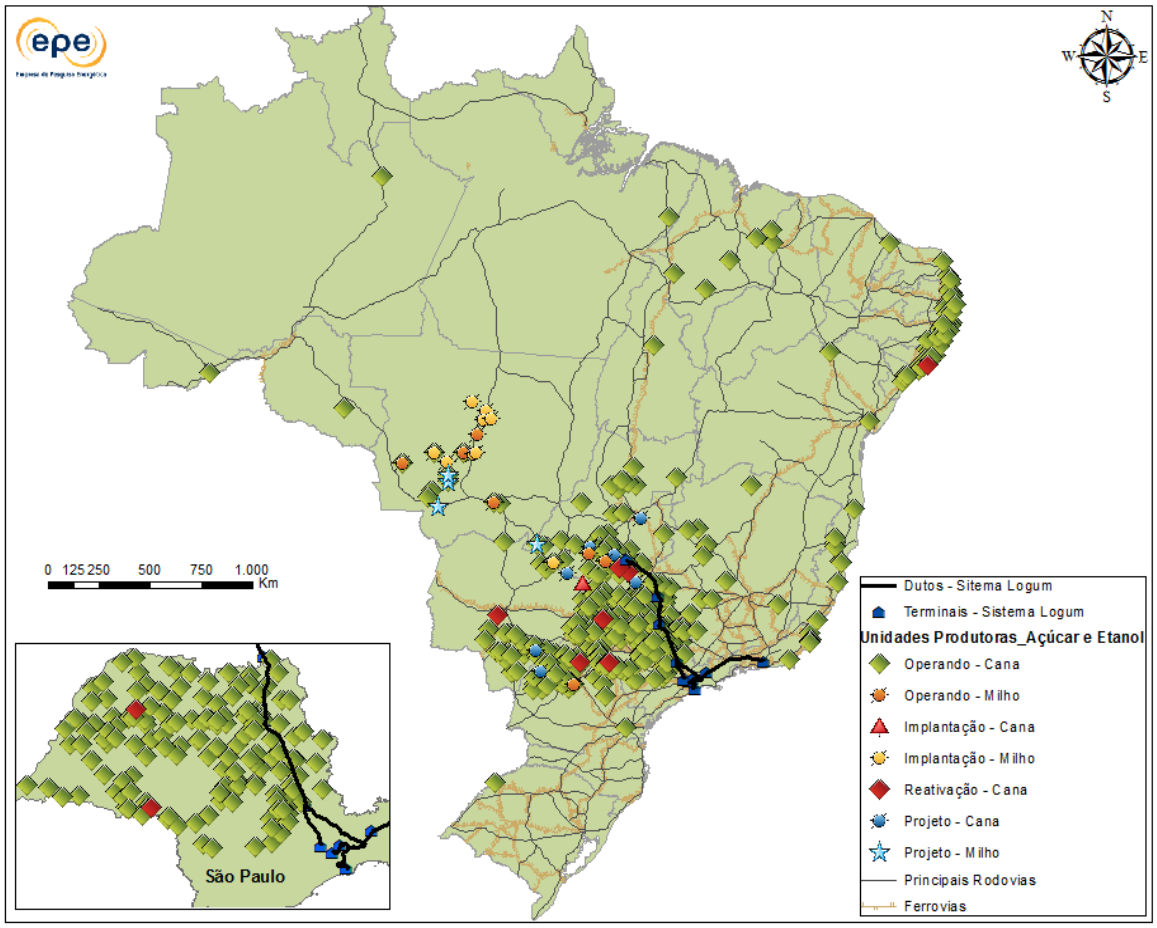
A capacidade de armazenamento dos tanques (volume útil) nos terminais operacionais do sistema é de 619 milhões de litros (LOGUM, 2019b).

Em 2018, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2,4 bilhões de litros, 11% superior a.a. anterior (LOGUM, 2019a). Neste ano, a Logum obteve um financiamento de R$

1,8 bilhão de reais do BNDES, com o qual pretende ampliar a malha com 128 km adicionais de dutos: um trecho até São José dos Campos (SP), com 36 km, e outro até São Caetano do Sul (SP), com 92 km, passando por Guarulhos (SP); além da implantação de um terminal de armazenamento nesta última cidade. Com a conclusão dos novos investimentos, prevista para 2021, projeta-se o aumento da capacidade de movimentação para mais de 8 bilhões de litros/ano. Em uma segunda etapa de expansão, ainda em estudo, planeja-se estender o sistema até a Baixada Santista, chegando a Cubatão e ao Porto de Santos, assim como um novo terminal no sul de Goiás, se aproximando da região produtora de etanol de milho. (BNDES, 2019b) (REUTERS, 2019) (LOGUM, 2019a)

Esse conjunto de medidas concorrerá para melhorar a capacidade logística do País, tornando os produtos brasileiros mais competitivos no mercado nacional e internacional. A Figura 8-1 resume a localização das usinas sucroalcooleiras brasileiras, bem como a infraestrutura logística existente e a ser construída.

Figura 8-1 - Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



Fonte: EPE com base em LOGUM (2019a), MAPA (2019b), UDOP (2019) e UNICA (2014).

BOX 8.1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OFERTA DE ETANOL

Buscando antecipar possíveis ameaças ao abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol e demanda do ciclo Otto, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético, com relação tanto às políticas públicas (diferenciação tributária entre a gasolina e o etanol, por exemplo), quanto às ações das empresas para a redução de custos de produção e à reestruturação financeira dos grupos endividados.

Dessa forma, o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos, o etanol hidratado perderia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes. Neste sentido, considerou-se que não haverá nenhum projeto de unidade *greenfield* no médio prazo, apenas em plantas *flex* e *full* de milho, e que a produtividade agrícola será de 75,2 tc/ha, inferior ao apresentado no cenário de referência ao fim do período.

Como resultado, a estimativa de cana processada em 2029 seria de 689 milhões de toneladas (135 milhões de toneladas inferior ao apresentado no Gráfico 8-2), o que redundaria em uma oferta total de etanol de cerca de 35 bilhões de litros, 12 bilhões de litros inferior à do cenário de referência.

Considerando o propósito de assegurar o abastecimento energético nacional, esta análise tomou como base a demanda ciclo Otto de referência deste PDE. Nesse caso, constatou-se que os volumes de gasolina A e de etanol anidro alcançariam, respectivamente, 38,9 bilhões de litros (aumento de 7 bilhões de litros) e 14,4 bilhões de litros (aumento de 2,6 bilhão de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 17,5 bilhões de litros (um valor 13,8 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).

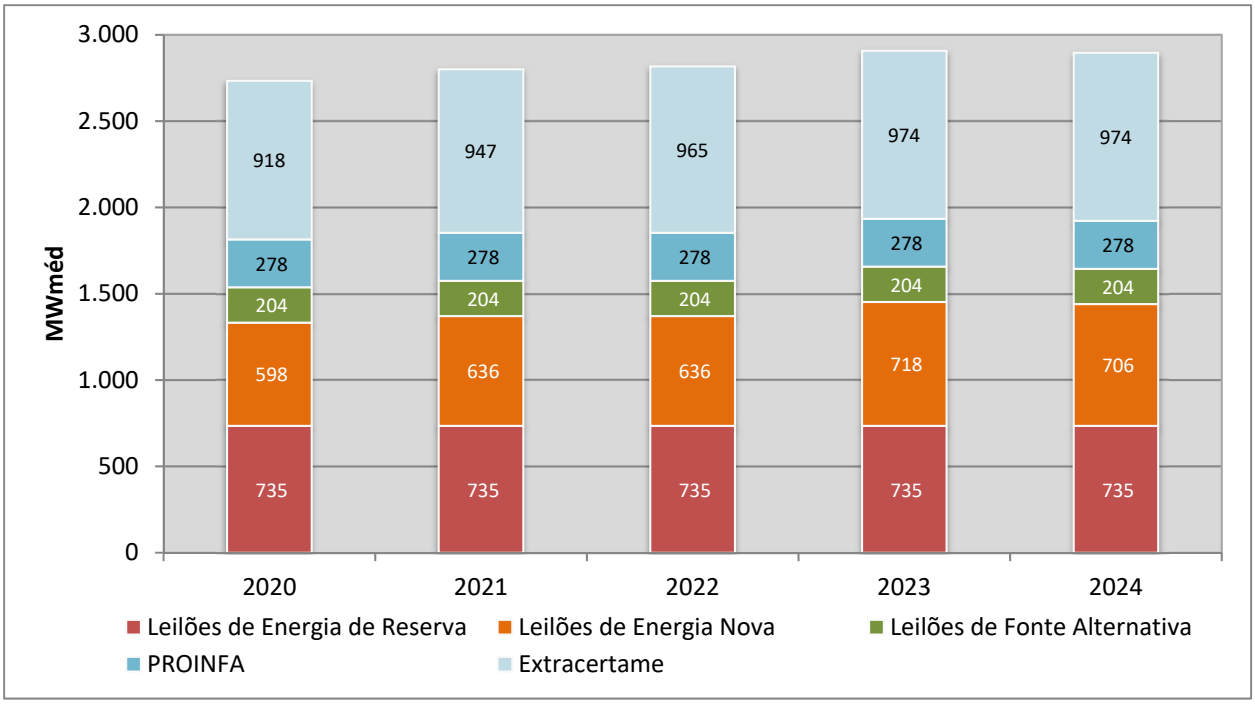
Iniciativas governamentais de fomento à renovação e modernização das instalações de cogeração aumentaram a eficiência de conversão da energia da biomassa e, consequentemente, a geração de excedentes e sua distribuição, contribuindo para a diversificação do setor e o aumento de sua receita. Dados do Banco de Informação da Geração (ANEEL, 2019) registram que a capacidade de geração a biomassa de cana atingiu 11,4 GW em julho de 2019, um aumento superior a 28% nos últimos cinco anos.

A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se que, dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores terão colheita mecanizada na totalidade de seus canaviais, produzindo uma quantidade significativa dessa biomassa passível de aproveitamento energético. Projeta-se também uma maior inserção do biogás, oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro, como será apresentado na próxima seção.

Dentre as 369 usinas sucroenergéticas em operação, cerca de 200 unidades comercializam energia e aproximadamente 40% destas o fazem através de leilões de energia. Até julho de 2019,

foram realizados 56 certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroalcooleiras em 27 deles (CCEE, 2019). A energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1,9 GWmédio ao fim de 2024, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões. Ainda existe um montante extra certame de 970 MWmédios que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa de cana no ACL em 2024. Incluso no montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 278 MWmédios, valor que deverá manter-se até 2026 (20 anos de contrato após o início da operação comercial em 2006) (ELETROBRAS, 2019). O Gráfico 8-6 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização no mercado livre, em acordos bilaterais.

Gráfico 8-6 - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia



Nota: A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

Fonte: EPE com base em CCEE (2019) e ELETROBRAS (2019)

A partir da projeção de oferta de biomassa de cana-de-açúcar, foram realizados dois estudos para estimativa da oferta de bioeletricidade: (1) o cálculo do potencial técnico e (2) a construção da curva de exportação de bioeletricidade baseada no comportamento histórico do setor.

Para realizar a projeção da oferta de bioeletricidade, foi estimada a oferta de biomassa residual da cana que será processada para atender à produção decenal de etanol e açúcar. Sobre essa quantidade, aplica-se o fator médio de exportação de energia para o SIN correspondente a cada um dos estudos, cuja metodologia de cálculo é detalhada no PDE 2024 (EPE, 2015).

O Gráfico 8-7 apresenta a energia contratada no ACR e as projeções de exportação de eletricidade para os dois estudos: com fator de exportação das usinas vencedoras de leilões de energia (potencial técnico) e com fator de exportação baseado no histórico.

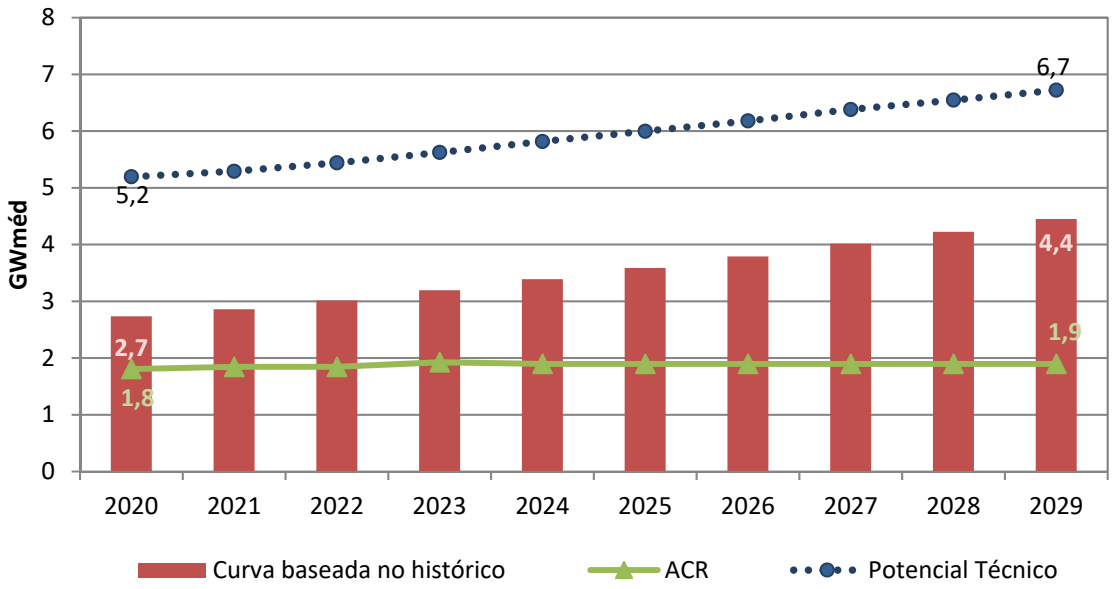
Observa-se que para o ano de 2029, o potencial técnico atinge 6,7 GWmédios, quase 5 GWmédios maior que o atualmente contratado no ACR. Além disso, elaborou-se uma estimativa do potencial de aproveitamento das palhas e pontas, considerando que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região 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 7,3 GWmédios e 11,5 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 nas usinas sucroenergéticas, estes insumos dão origem ao biogás, resultado de sua fermentação. Conforme será apresentado na próxima seção, o potencial técnico de produção de biogás e de exportação de energia elétrica a partir dessa fonte é bastante significativo.

Dessa forma, a contribuição da biomassa de cana-de-açúcar para o cenário energético nacional poderá se tornar ainda mais relevante, caso seu potencial técnico seja plenamente aproveitado.

Gráfico 8-7 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR
Fonte: EPE com base em CCEE (2019)

8.3 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até julho de 2019, foram produzidos aproximadamente 38 bilhões de litros pela indústria nacional (ANP, 2019b).

O percentual mandatório vigente no Brasil passou de 8% para 10% a partir de 1º de março de 2018, de acordo com a Resolução nº 23 do CNPE, de 09 de novembro de 2017.

Note-se que a Lei nº 13.263 (BRASIL, 2016) estabelece a possibilidade da elevação da mistura obrigatória de biodiesel ao óleo diesel B 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 (MME, 2017).

Os resultados dos primeiros ensaios, cuja validação refere-se ao uso de B10, foram publicados em 30 de abril de 2018 pelo MME. Segundo o relatório, as empresas que executaram os testes tiveram seus resultados aprovados na aplicação com os diferentes sistemas, motores,

equipamentos e veículos, não havendo qualquer problema reportado durante seus ensaios (MME, 2018a).

A Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018 (CNPE, 2018b), autorizava a elevação do percentual de biodiesel na mistura, de 1% a.a. a partir de 1° de junho de 2019, até o patamar de 15% em 2023, desde que obedecidas as condicionantes de aprovação de testes nos motores para esse teor. Os testes para utilização de B15 foram finalizados em janeiro de 2019, e o relatório final foi publicado em março deste ano (MME, 2019). Os resultados obtidos indicaram incertezas relativas aos parâmetros de especificação da estabilidade oxidativa do biocombustível, que estavam sendo revisados pela ANP.

A Resolução nº 798 de 01 de agosto de 2019 (ANP, 2019f) alterou as especificações do biodiesel. A comercialização referente ao B11 ocorreu no leilão 68 para entrega em setembro e outubro de 2019. Observa-se que, de acordo com a atual legislação, a adição de biodiesel em qualquer proporção, até B15, poderá ser utilizado por qualquer distribuidora que queira revender essa mistura.

Tal como previsto em lei, existe também a possibilidade do uso voluntário deste biocombustível, em percentual superior ao obrigatório, para casos específicos, tais como (CNPE, 2015 e MME, 2018c):

- Até 20% em frotas cativas ou consumidores rodoviários atendidos por ponto de abastecimento;
- Até 30% no transporte ferroviário;
- Até 30% no uso agrícola e industrial;
- Até 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. Além disso, para os demais percentuais adotados nas projeções deste documento, a elevação na mistura segue o calendário inicial, previsto na Resolução supracitada, visando atingir 15% em 2023, percentual a ser mantido até o final da série decenal analisada (2029).

Os leilões de biodiesel promovidos pela ANP visam à aquisição do produto pelos adquirentes (refinarias, distribuidores e importadores de óleo diesel A) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel B e para fins de uso voluntário, cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras. Participam como vendedoras, as empresas licenciadas e cadastradas para os certames. As regras estabelecidas para os leilões têm sido constantemente aprimoradas pela ANP, em consonância com os agentes do setor.

Os antigos leilões para formação de estoque de segurança foram inicialmente modificados pela Portaria MME nº 116 (MME, 2013) que 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. Essa modalidade tem sido aplicada desde julho de 2013. Isso permitiu a racionalização de custos, sem a movimentação física de biodiesel para estocagem.

Nos últimos 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. Entre as mudanças previstas no novo regramento (Portaria MME nº 311/2018) está a criação de uma cota entre 5% e 10% do total de biodiesel a ser adquirido pelas distribuidoras para as usinas de menor porte habilitadas em cada certame. As demais mudanças previstas nesta portaria incluem a possibilidade de que os leilões tenham períodos de entregas diferentes dos atuais dois meses, que os preços do biodiesel sejam corrigidos de acordo com um indexador definido pela ANP e, ainda, que a habilitação seja simplificada (MME, 2018b).

Vale destacar que até setembro de 2019 foram realizados um total de 68 leilões para comercialização de biodiesel. Nos leilões 65 a 68 realizados em 2019 houve a comercialização de 3,7 milhões de litros de biodiesel para o chamado mercado autorizativo (ANP, 2019g).

O mercado de biodiesel autorizativo continua incipiente, considerando o potencial existente em projetos localizados. Brasília (DF) tem sido a cidade para onde é dirigido a maior parte do biodiesel comercializado no mercado autorizativo devido a 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 poluente locais.[54]

Outro nicho de mercado que pode ser um indutor do uso de biodiesel autorizativo é o abastecimento de unidades de geração de energia elétrica do Sistema Isolado no Norte do país, onde 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.

O óleo de soja deve figurar como o insumo mais importante para a produção de biodiesel, no próximo decênio, mantendo sua posição de liderança, desde a implantação do PNPB, das matérias primas utilizadas com esta finalidade. No entanto, ao longo dos anos, outras matérias primas vêm emergindo neste mercado, tais como o sebo bovino, a palma e os óleos residuais.

Embora hoje o Brasil seja o segundo maior produtor mundial da soja, há boas perspectivas para que o país alcance, já em 2020, uma posição de liderança na produção mundial dessa importante oleaginosa (USDA, 2018), o que poderá garantir o volume de óleo disponível para atendimento aos aumentos dos percentuais mandatórios de biodiesel.

O sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil. Destaca-se ainda crescimento de outros insumos, tais como outros materiais graxos,[55] e, em menor proporção, o óleo de fritura.

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.

Existem boas perspectivas para que culturas como palma aumentem sua parcela no mix de matéria-prima para a produção de biodiesel, ultrapassando até a parcela ocupada no mercado pela gordura animal. Em face da necessidade de atendimento aos aumentos previstos de mandatórios, verifica-se a necessidade de diversificação do *mix*, o que depende muito da adesão dos agentes de mercado aos programas governamentais.

O Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Propalma) é um dos incentivos governamentais a novos insumos, que tem por objetivo ordenar a expansão da cultura da palma (dendê), garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Além disso, instituiu 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). Uma vez implantado este programa, seus resultados positivos 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, dentre as demais culturas produtoras de óleo elencadas inicialmente no

[54] A maior parte do volume de 8,2 milhões de litros negociado no leilão 59 em fevereiro de 2018, visava a frota de ônibus do Rio de Janeiro, para a qual houve um indicativo de uso de B20 que foi contestado judicialmente, o que fez com que apenas 3,4 milhões de litros fossem retirados pelos compradores.

[55] Refere-se à mistura de matérias-primas tradicionais em tanque e reprocessamento de subprodutos gerados na produção de biodiesel.

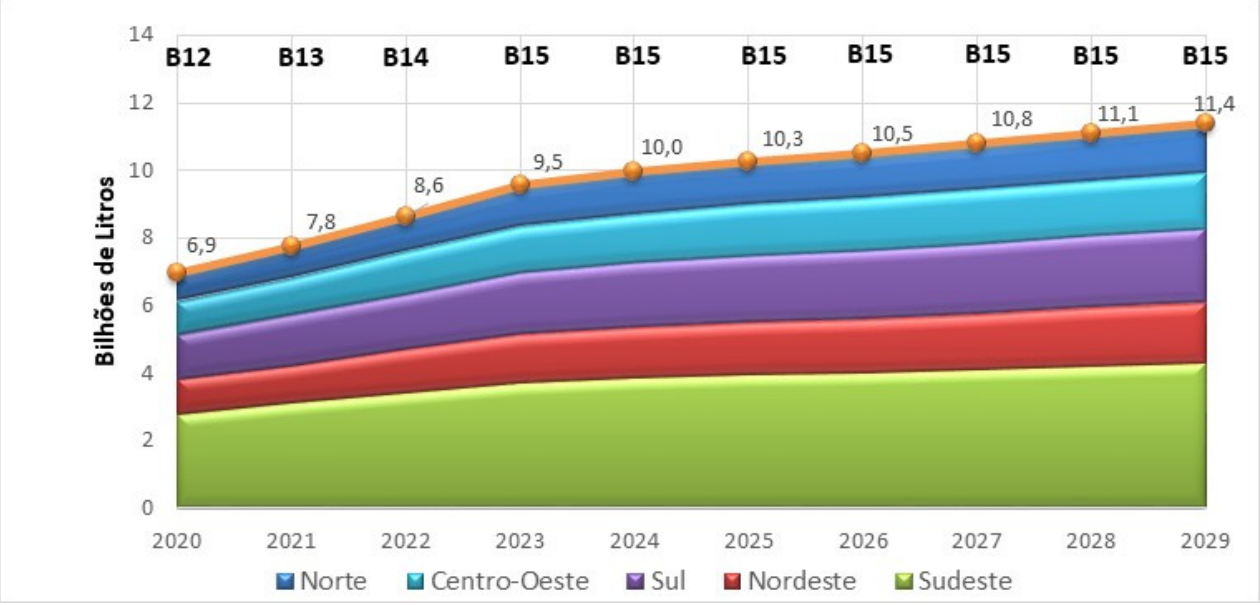
PNPB (algodão, mamona e girassol entre outras), apenas o algodão tem pequena representatividade na cesta de matérias-primas consumidas para produção de biodiesel e não há perspectivas para que as demais ocupem lugar de destaque dentro do horizonte do PDE 2029.

Sob o aspecto econômico, houve uma aproximação entre os preços médios de venda[56] entre o biodiesel e o diesel fóssil, que ocorreu em 2017 e se perpetuou por 2018, quando comparados na porta de seus respectivos produtores (ex-usina *versus* ex-refinaria). Cabe observar, contudo, que para a avaliação adequada dos preços é preciso levar em conta o local de referência da comparação. Ou seja, a avaliação de competitividade requer a adição do frete e outros custos incorridos (tributos, etc.) até a base de distribuição onde ocorrerá a mistura. Observa-se que a venda e exportação da glicerina/glicerol, em especial para os mercados asiáticos, contribuem para aumentar a atratividade do biodiesel.

As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel B apresentada no Capítulo II e nas demais considerações já descritas. Este resultado está apresentado no Gráfico 8-8, segregado por regiões geofísicas. Já a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2020 e 2029 são apresentados na Tabela 8-2.

Para estimar a capacidade instalada em 2029, acredita-se que a distribuição regional das plantas seja mantida, de forma que o mercado continue com uma capacidade de produção cerca de 20% acima da demanda projetada para cada região. Ressalta-se que, em outubro de 2019, a ANP divulgou a autorização para a construção e a ampliação de 2,2 bilhões de litros. As regiões Sul e Centro-Oeste devem continuar a manter sua liderança na produção deste biocombustível, embora a demanda esteja mais concentrada na Região Sudeste. Com estimulo à produção de novas culturas, adaptadas às condições edafoclimáticas das Regiões Norte e Nordeste, estas também podem vir a apresentar grande potencial de crescimento na produção de biodiesel.

Gráfico 8-8 - Demanda de biodiesel



Fonte: EPE com base em ANP (2019b)

[56] Diesel na refinaria e biodiesel no produtor.

Tabela 8-2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2019 e 2029

Região	2019			2029		
	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço
	milhões de litros					
Norte	350	652	(302)	678	1.472	(794)
Nordeste	614	878	(264)	861	1.817	(956)
Sul	3.403	1.121	2.282	4.664	2.170	2.494
Sudeste	850	2.367	(1.517)	1.251	4.278	(3.027)
Centro-Oeste	3.815	847	2.968	6.224	1.661	4.563
Brasil	9.032	5.865	3.167	13.678	11.398	2.280

Nota: (1) Consumo estimado para 2019, com base em outubro/2019.
(2) Considerando uma sobrecapacidade de 20% em 2029.
Fonte: EPE com base em ANP (2019e).

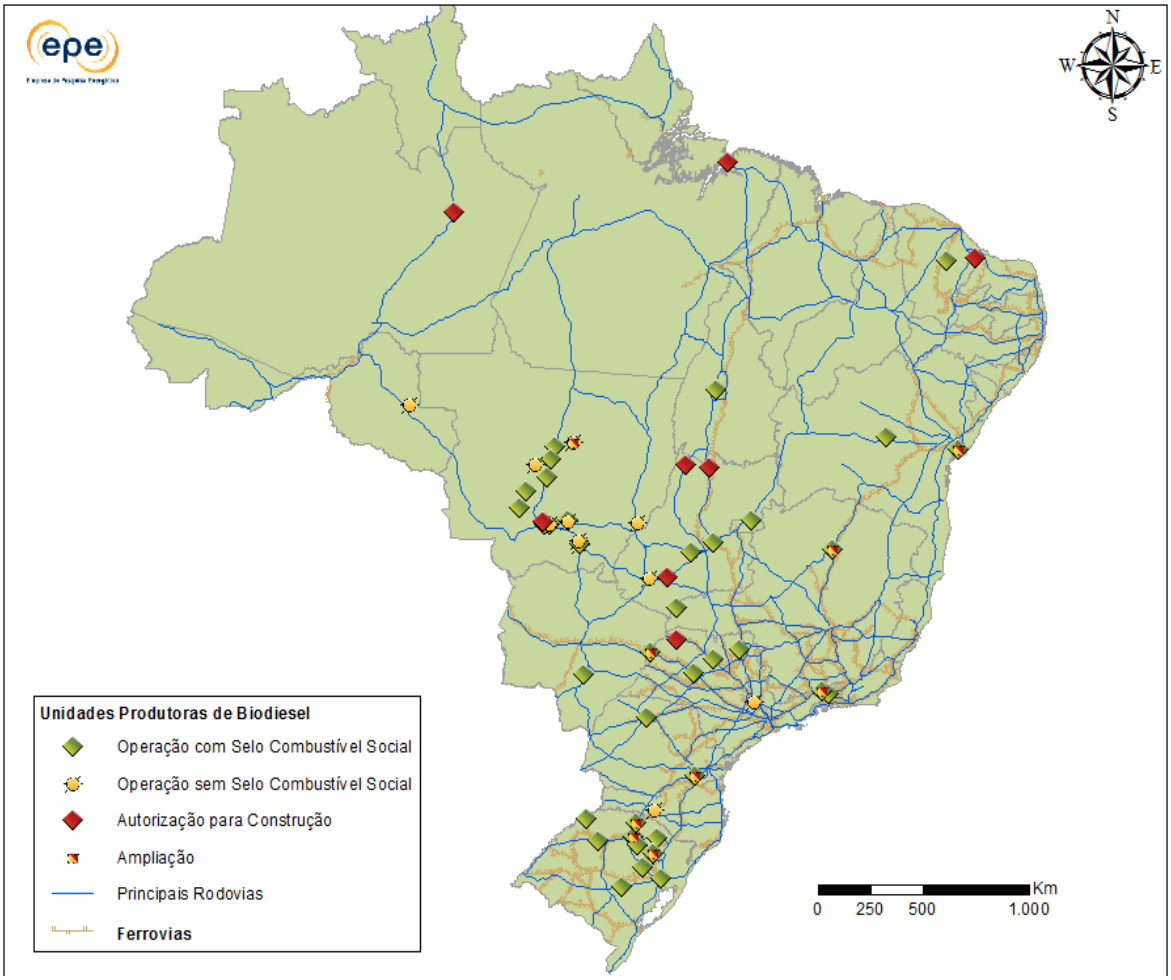
De acordo com a capacidade instalada atualmente, só é possível atender a demanda projetada até o ano de 2022. A partir de então, no horizonte decenal, há um déficit na capacidade de produção, que deve ser suprido a partir de investimentos em plantas de processamento de biodiesel. Este déficit não deve comprometer o PNPB, na medida em que o setor de biodiesel tem se mostrado eficiente no atendimento ao mercado.

Os investimentos para a ampliação da capacidade instalada em cerca de 4,6 bilhões de litros até 2029 visando suprir a demanda nesse ano, devem perfazer um total aproximado de 2 bilhões de reais, considerando uma sobrecapacidade de 20%. As regiões Norte, Nordeste e Sudeste não serão autossuficientes em 2020, condição que perdura até 2029, caso não haja um esforço das entidades públicas e do setor privado que possam minimizar essa situação. Ressalta-se que o balanço nacional é superavitário e os excedentes regionais podem ser deslocados para as regiões deficitárias.

INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE BIODIESEL

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel é apresentada na Figura 8-2, além da localização das usinas de produção já autorizadas pela ANP, distinguindo 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.

Figura 8-2 - Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: EPE com base em ANP (2019).

8.4 Outros biocombustíveis

Considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil, esta seção aborda outros biocombustíveis que podem contribuir para aumentar a diversidade da matriz energética nacional e valorizar as vantagens competitivas do Brasil na geração de energia com recursos naturais.

BIOGÁS/BIOMETANO

São diversas as tecnologias que permitem o aproveitamento energético dos produtos da cana. Embora a mais tradicional ocorra através da queima do bagaço e da palha nas caldeiras, este escopo está sendo ampliado com a produção de biogás, utilizando-se a vinhaça e/ou a torta de filtro, através da biodigestão.

O biogás é obtido através do processo de digestão anaeróbica, definida como a conversão de material orgânico, através de bactérias, em metano, dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos, em um ambiente com ausência de oxigênio. Diferentes substratos podem ser utilizados para sua produção e a quantidade de

biogás obtida depende principalmente da tecnologia empregada na digestão e do substrato. Observa-se que este processo ocorre naturalmente em plantações de arroz e aterros sanitários, por exemplo.

O metano é o principal componente volumétrico do biogás (55%-70%), seguido pelo dióxido de carbono (30%-45%) (TOLMASQUIM, 2016). O biogás possui poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m^3, podendo ser consumido diretamente, ou tratado para separação e aproveitamento do biometano, cujo conteúdo energético é semelhante ao do gás natural (9.256 kcal/m^3) (EPE, 2018b). Essa fonte renovável pode ter várias aplicações, como geração elétrica, uso veicular e injeção nas malhas de gás natural. Cabe mencionar a oportunidade criada no contexto do Novo Mercado de Gás. A produção e uso do biogás pode servir para aumentar a oferta de gás natural, bem como para diminuir sua pegada de carbono, evidenciando uma sinergia positiva ente o combustível fóssil e o renovável.

No Brasil, o maior potencial de biogás encontra-se no setor agropecuário (resíduos agrícolas e pecuária confinada), o que inclui tanto as palhas e pontas, quanto a vinhaça e a torta de filtro do setor sucroenergético. Adiciona-se, ainda, um montante considerável que pode ser obtido através dos resíduos sólidos urbanos e esgoto. Não obstante esse considerável potencial, sua presença na matriz energética nacional ainda é modesta.

As projeções da produção de etanol e açúcar apresentadas neste capítulo indicam elevada quantidade de resíduos deste setor que pode ser destinada à produção de biogás. Dessa forma, considerando que toda a vinhaça e a torta de filtro resultantes será destinada para a biodigestão, o potencial de biogás alcança 7,2 bilhões de Nm^3 em 2029, representando 3,9 bilhões de Nm^3 de biometano.

O potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro foi elaborado com base nos dados da Usina Bonfim, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016. As estimativas para este ciclo de estudos apontam para cerca de 2,2 GWmédios em 2029. Considerando apenas as usinas com capacidade de moagem acima de 3 milhões de toneladas e pertencentes ao quartil mais eficiente do setor sucroenergético (Itaú BBA, 2017), em uma abordagem mais conservadora, o potencial técnico ao final do período decenal alcançaria aproximadamente 400 MWmédios.

Atualmente, grande parte da vinhaça é usada para fertirrigação de áreas próximas às usinas. Em virtude do longo período de uso desse resíduo, há fadiga do solo pelo excesso de sais minerais, o que impulsiona um novo aproveitamento deste resíduo. É oportuno ressaltar que sua prévia biodigestão tende a melhorar o processo de fertirrigação, pois reduz o teor de sólidos em suspensão e a viscosidade do fluido. De maneira geral, não há redução no teor de sais minerais do efluente ao fim do processo, mantendo, portanto, a característica de recomposição nutricional no solo da irrigação.

BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO

A aviação é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE (IPCC, 2014). Nesse contexto, as empresas aéreas firmaram um acordo que definiu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020, denominado CORSIA - *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (ICAO, 2018). Para isso, estabeleceu-se o uso de instrumentos de compensação de emissões, promoção de eficiência energética e a utilização de combustíveis alternativos que sejam *drop-in*, em particular o biocombustível obtido através de processos certificados na ASTM (*American Society for Testing and Materials International*), denominado bioquerosene de aviação - BioQAV. A Tabela 8-3 apresenta as rotas de produção já certificadas.

Há inúmeros desafios econômicos para que o BioQAV possa ser utilizado na aviação. Entretanto, é importante ressaltar que, dadas as condições edafoclimáticas favoráveis, diversas matérias-primas encontradas na flora brasileira podem ser utilizadas para sua produção, como o babaçu, a cana-de-açúcar, a macaúba, a palma, o eucalipto e a soja.

No Brasil, existem iniciativas para incentivar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV. Registra-se o Projeto de Lei nº 9.321/2017, que visa a criação do "Programa Nacional do Bioquerosene" para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção a partir de tecnologia limpa (BRASIL, 2017b). Registra-se, ainda, a Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação (RBQAV) e as Plataformas Mineira e da Zona da Mata de Bioquerosene e Renováveis, que têm trabalhado no fomento à pesquisa deste biocombustível.

A EPE colaborou com a Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ) em projeto para a criação de um modelo de referência para o uso de combustíveis sintéticos sustentáveis no Brasil. Um dos seus principais objetivos foi examinar o *status quo* da cadeia de valor do combustível para aviação no Brasil e determinar o custo real de mercado vendido pelos distribuidores. O projeto indicou que combustíveis sintéticos de aviação podem ter competitividade econômica prevista para após 2030 em regiões remotas do País - para maiores informações, consultar o Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018b).

No escopo das projeções deste PDE, estima-se que haverá a entrada do BioQAV na matriz energética brasileira, a partir do ano de 2027, alcançando uma participação no mercado de 103 mil m^3 no ano de 2029, correspondendo a aproximadamente 1% da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

Tabela 8-3 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo

Nome da Rota	Matéria –Prima	Principal produto	Mistura máxima	Empresas produtoras
HEFA-SPK	gorduras, óleos e graxas	Iso- e N-parafinas	50%	UOP, Neste e Syntroleum
FT-SPK	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso- e N-parafinas	50%	SASOL, Shell e Syntroleum,
FT-SPK/A	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso- , N-parafinas e aromáticos	50%	SASOL, Shell e Syntroleum,
ATJ-SPK	matérias-primas renováveis (cana-de-açúcar, milho ou resíduos florestais)	Iso- e N-parafinas	50%	GEVO, Cobalt e Lanzatech
SIP	açúcares	Parafinas	10%	Amyris

Fonte: ASTM (2015) e (2018)

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Os biocombustíveis continuarão a ter participação relevante na matriz energética brasileira no próximo período decenal. O estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) corrobora os desdobramentos positivos e o fortalecimento do setor, projetados para o próximo decênio.

> Com investimentos em renovação do canavial, tratos 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. Estima-se que a produção de etanol de milho atingirá cerca de 4 bilhões de litros em 2029.

> A oferta total de etanol alcança 47 bilhões de litros em 2029, sendo 34 bilhões de litros relativos ao etanol hidratado.

> O setor sucroenergético já possui papel de destaque na produção de etanol e vem aumentando sua contribuição na matriz elétrica com a bioeletricidade.

> Espera-se uma expansão do período de geração de bioeletricidade, incorporando palhas e pontas e, em alguns casos, biomassas diferentes da cana. Estima-se que o potencial técnico para comercialização, a partir da biomassa, seja de 6,7 GW médios em 2029.

> 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.

> O biogás oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro terá uma maior inserção na matriz energética. Estima-se que seu potencial de produção seja de 7,1 bilhões de Nm^3 em 2029, podendo ser destinado à geração elétrica, substituição ao diesel e misturado ao gás natural fóssil, nas malhas de gasodutos.

> No Brasil, existem iniciativas para criar políticas públicas e aprofundar o conhecimento sobre o bioquerosene de aviação, de forma a viabilizar economicamente esse biocombustível. Espera-se que, em 2029, a participação de mercado do BioQAV seja igual a 1% (103 mil m^3) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

9.1 Considerações Iniciais

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e, redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor ("*behind-the-meter*"). Nesse sentido, os recursos energéticos distribuídos considerados no PDE 2029 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e a minigeração distribuídas (MMGD)
- Autoprodução de energia (não injetada);
- Energia solar térmica.

Importante destacar que o conceito de autoprodução adotado aqui (injetada) inclui tão somente a parcela de autoprodução destinada ao autoatendimento do consumidor final. Eventuais excedentes de geração elétrica não são contabilizados nesse conceito de RED. Finalmente, a alternativa "resposta de demanda", embora possa estar englobada no conceito de RED, não foi abordada nesse ciclo do PDE 2029.

A importância desses recursos se relaciona ao fato de que sua inserção como opção de atendimento demandará novas práticas de planejamento da expansão e operação do sistema de geração de energia bem como das redes elétricas. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema.

Entre esses benefícios, pode-se mencionar a proximidade entre as fontes de geração e pontos de consumo, podendo propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, se estiverem adequadamente alocados espacialmente e sendo operados em momentos mais adequados. Todavia, a adoção dos RED adiciona mais uma fonte de incertezas tanto para o planejamento da expansão do sistema energético, tornando mais complexo esse planejamento, como para sua operação, tornando-os mais complexos.

De acordo com os estudos do PDE 2029, estima-se que a contribuição energética dos RED como fonte de atendimento possa responder por 17% do consumo de eletricidade até 2029, sendo a autoprodução e a eficiência energética as alternativas com maior contribuição nesse horizonte (Tabela 9-1). Por sua vez, quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 9% dessa demanda energética até 2029, novamente tendo como destaque as parcelas de eficiência energética e de autoprodução. O detalhamento da contribuição de cada uma das alternativas que compõe os RED será apresentado nos próximos itens deste capítulo.

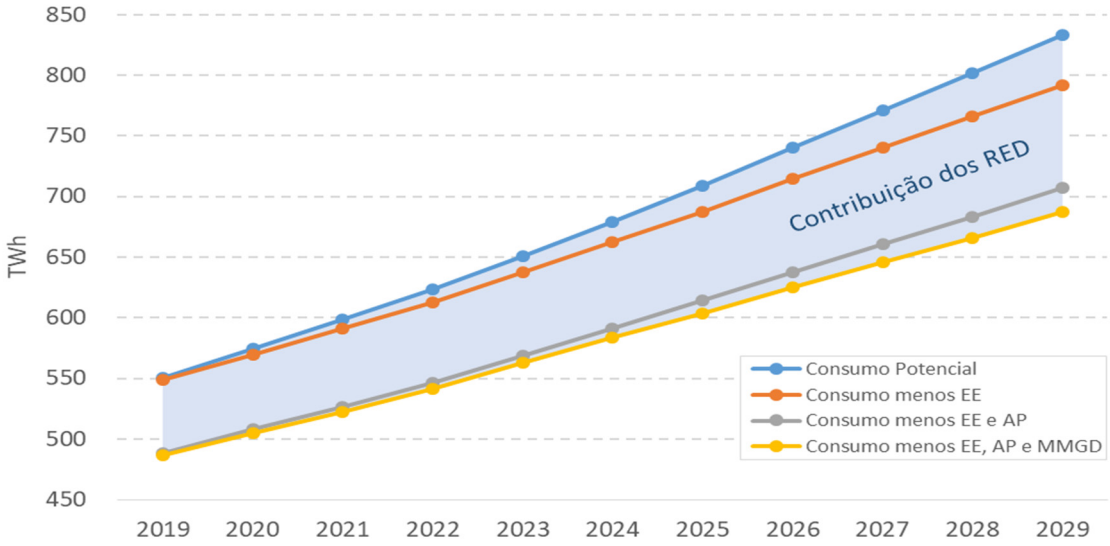
O Gráfico 9-1 ilustra a contribuição dos RED para o atendimento à demanda potencial de eletricidade no horizonte decenal.

Tabela 9.1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Energia Total[1] (mil tep)	**2019**	**2024**	**2029**
Consumo total de energia	249.260	288.700	339.812
Consumo com conservação	247.605	278.711	318.685
Eficiência Energética	1.655	9.032	21.127
Autoprodução não-injetada	5.166	6.088	7.281
MMGD[2]	168	689	1.704
Energia Solar Térmica[3]	11	65	117
%			
Consumo atendido com EE e RED	3	5	9
Eficiência Energética	1	3	6
Autoprodução não-injetada	2	2	2
MMGD[2]	0,1	0,2	0,5
Energia Solar Térmica[3]	0,004	0,02	0,03
Combustíveis (mil tep)	**2019**	**2024**	**2029**
Consumo de combustíveis	201.894	229.318	268.161
Consumo com conservação	200.424	221.698	250.462
Eficiência energética dos combustíveis	1.470	7.620	17.699
Energia Elétrica (GWh)	**2019**	**2024**	**2029**
Consumo total de eletricidade	550.769	679.356	833.152
Consumo com conservação	548.620	662.946	793.294
Eficiência Elétrica	2.149	16.409	39.859
Autoprodução não-injetada	60.069	70.790	84.667
MMGD[2]	1.948	8.013	19.812
Energia Solar Térmica[3]	128	751	1.363
%			
Consumo atendido com EE e RED	12	14	17
Eficiência Elétrica	0,4	2	5
Autoprodução não-injetada	10	10	10
MMGD[2]	0,3	1	2
Energia Solar Térmica[3]	0,0	0,1	0,2
Carga média total evitada[4] (MWmédio)	8.951	13.359	20.284

Notas: (1) Energia total corresponde ao consumo de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes (Energia total = consumo de eletricidade + consumo de combustíveis). Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.
(2) Micro e Minigeração Distribuída;
(3) Energia solar térmica para o setor residencial;
(4) O nível de perdas totais considerado foi de 18%.

Gráfico 9-1 – Contribuição dos RED



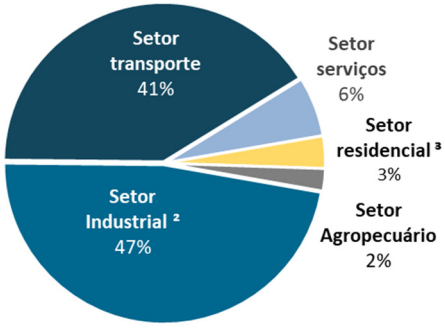
Nota: (1) Eficiência energéica inclui parcela de Sistemas de Aquecimento Solar.
(2) EE: eficiência elétrica
(3) AP: autoprodução não-injetada na rede.
(4) MMGD: Micro e minigeração distribuída

9.2 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, 2018. Sob esse aspecto, o conceito utilizado na métrica desses resultados remete-se àquele definido como cenário de eficiência congelada, como definido em Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Nos estudos do PDE 2029, estima-se que em 2029, os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 21 milhões de tep em 2029, cerca de 8% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2018. Dentre os setores de consumo final, a maior contribuição deve ser observada na indústria e transportes, como mostra o Gráfico 9-2.

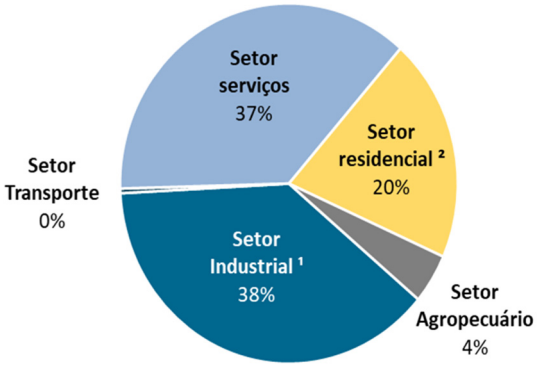
Gráfico 9-2 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2029



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 o consumo no setor residencial.
(2) Inclui o setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam cerca de 40 TWh em 2029 (aproximadamente 5% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 9,5 GW, equivalente à potência da parte brasileira da Usina de Itaipu ou da UHE Xingó.

Gráfico 9-3 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2029

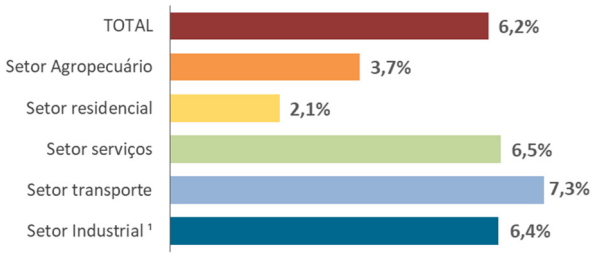


Notas: (1) Inclui o setor energético.
(2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 17 milhões de tep no ano de 2029 (6,2% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 338 mil barris por dia, ou aproximadamente 10% do petróleo produzido no país em 2018.

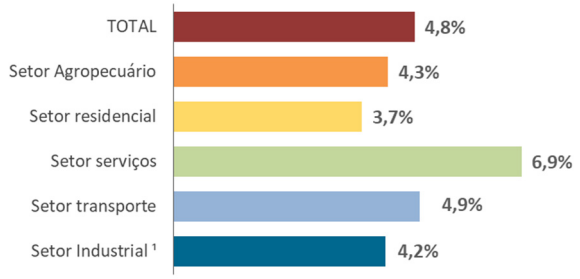
Ao se avaliarem a contribuição dos ganhos de eficiência energética dentro dos setores de consumo final, por sua vez, totalizam-se ganhos totais de eficiência energética (eletricidade e combustíveis) da ordem de 6% em 2029, sendo os maiores percentuais observados nos setores industrial, transportes e comércio/serviços (Gráfico 9-4). Sob o ponto de vista da eficiência energética no consumo de eletricidade, por sua vez, destaca-se o setor de comércio e serviços (Gráfico 9-5). As tendências setoriais serão melhor explicitadas nos itens a seguir.

Gráfico 9-4 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total



Nota: (1) Inclui a autoprodução.

Gráfico 9-5 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética elétrica



Nota: (1) Inclui a autoprodução

BOX 9.1 – EFICIÊNCIA ELÉTRICA E A NDC

No âmbito do Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu em reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005, quando considerado o ano de 2025. Um dos meios para o atingimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) brasileira é alcançar 10% de ganhos de eficiência no consumo de energia elétrica em 2030, passando por 8% em 2025. As contribuições do Brasil tiveram como base os estudos de longo prazo elaborados na EPE, onde foram calculados os ganhos de eficiência até 2050, utilizando-se 2013 como ano-base.

A metodologia utilizada no PDE para cálculo de eficiência considera que no ano-base da projeção os ganhos de eficiência são zero. Dessa forma, os efeitos iniciais da eficiência no modelo começam a ser internalizados no primeiro ano da projeção.

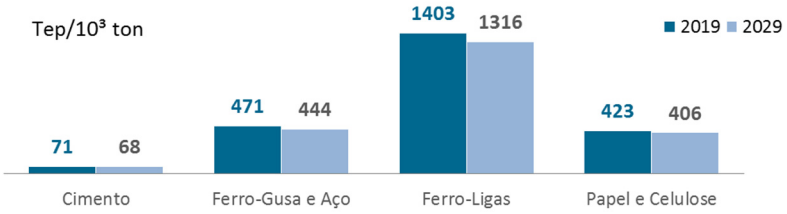
Para comparar as estimativas de eficiência elétrica do PDE 2029 com a NDC, é preciso ressaltar que o PDE calcula os ganhos no período 2019 a 2029, enquanto a NDC considera a eficiência entre 2013 e 2025/2030.O impacto da adoção de políticas públicas como por exemplo a retirada de comercialização de lâmpadas incandescentes do mercado brasileiro foi majoritariamente contabilizado antes do ano-base deste PDE. Ao estimar os ganhos de eficiência elétrica entre 2013 e 2018 e associá-los aos do PDE 2029, totalizam-se 7,4% de ganhos no período 2013-2025, valor ligeiramente inferior ao valor da NDC para o mesmo período.

SETOR INDUSTRIAL

No horizonte do PDE 2029, estima-se que os ganhos de eficiência energética na indústria brasileira permitam reduzir cerca de 6% de seu consumo energético total em 2029, o que equivale a evitar consumo de aproximadamente 10 milhões de tep, comparável ao consumo total de gás natural para uso térmico observado na indústria em 2018, que foi de 9,2 milhões de tep. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência energética contribuam na redução de 4,2% em 2029, ou cerca de 15 TWh, volume pouco acima do consumo observado na indústria de mineração e pelotização em 2018.

Esta contribuição da eficiência energética inclui uma combinação entre mecanismos de políticas existentes incidentes sobre a indústria brasileira, como também ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como *retrofit* de instalações, novas unidades industriais mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*) e ações de gestão de uso de energia, entre outros. No Gráfico 9-6 é ilustrada a evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados, com destaque para o segmento de ferro-ligas, que apresenta redução de 12% deste indicador.

Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo específico de energia



BOX 9.2 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM ANDAMENTO NA INDÚSTRIA

As atividades industriais (extrativa, transformação e centros de transformação de energia, como refinarias, por exemplo) foram responsáveis por quase 43% do consumo total de energia em 2018, segundo dados do Balanço Energético Nacional. Em pesquisa de campo recente financiada com recursos do projeto META apoiado pelo Banco Mundial, sobre potencial de eficiência energética em segmentos industriais energointensivos realizada entre os anos de 2017 e 2018, apurou-se a existência de um potencial da ordem de 5 milhões de tep, fortemente concentrado em aplicações para uso térmico.

No campo das políticas/mecanismos existentes com vistas ao aproveitamento desses potenciais de eficiência energética na indústria, se podem destacar como principais: (i) Índices mínimos de motores e transformadores de distribuição; (ii) Etiquetagem de motores, bombas e transformadores de distribuição; (iii) Programa de Eficiência Energética da ANEEL (PEE/ANEEL); (iv) PROCEL Indústria.

Os motores elétricos trifásicos possuem regulamentação de índices mínimos desde 2002 (Decreto nº 4508/2002), tendo sido aprovada em 2017 a revisão para categoria *premium* (nível IE3) e ampliação da abrangência da regulamentação para motores de até 500 CV (Portaria Interministerial Nº1/2017). Estima-se que esses novos índices devam gerar uma economia acumulada de 11,2 TWh entre 2019 a 2030 (PROCEL, 2018).

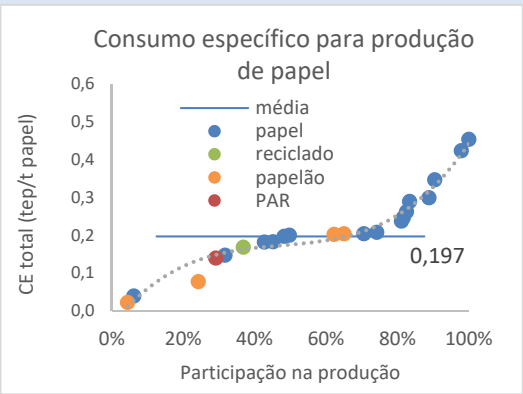
No que tange ao PEE/ANEEL, desde 2015 foram investidos R$ 7,6 milhões em 6 projetos na indústria, estimando-se ganhos de eficiência da ordem de 133 GWh/ano (ANEEL, 2019).

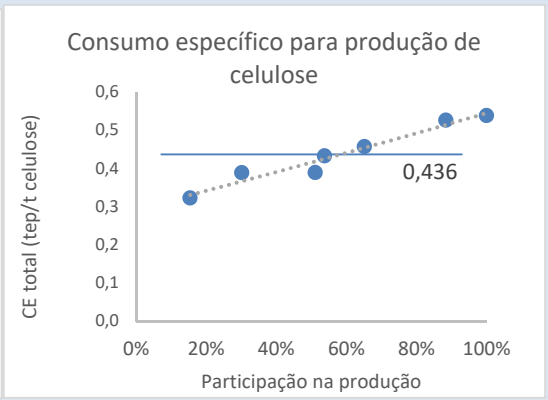
No âmbito do PROCEL Indústria, por sua vez, por meio da nova governança instituída pela Lei nº 13.280, de 2016, têm-se ampliado a atuação do programa junto ao setor industrial e às micro e pequenas empresas, por meio do Plano de Aplicação de Recursos (PAR), o qual tem viabilizado o apoio a importantes programas. Como exemplos, pode-se mencionar o Programa Aliança, parceria com a CNI e o SENAI/DN, que já obteve, em 2018, economia de 42 GWh/ano com ações de eficiência energética implementadas em quatro indústras energointensivas, bem como a ampliação do Programa Brasil Mais Produtivo, coordenado pelo Ministério da Economia, criando a componente de Eficiência Energética, a qual deve promover o atendimento a 300 pequenas e médias empresas industriais para a adoção de práticas de eficiência energética em seus processos produtivos. Como novas medidas, planeja-se investir em projetos e programas relacionados a incentivar a adoção de Sistemas de Gestão de Energia (SGE) pelo setor industrial, observados os princípios da Norma ISO 50001 – Sistema de Gestão de Energia. A implementação de tais sistemas é considerada uma das ações-chave para a eficiência energética na indústria. Muitas das medidas identificadas nas revisões energéticas apresentam baixo ou nenhum investimento e resultam na redução dos custos operacionais da empresa, do consumo de energia e das emissões de GEE e em ganhos de produtividade.

BOX 9.3 – INDICADORES DE CONSUMO ENERGÉTICO E "*BENCHMARKING*"

A utilização de indicadores de consumo energético é uma ferramenta valiosa para avaliação comparativa de desempenho de cada setor no Brasil (como também de plantas industriais específicas) em relação ao que ocorre em outras partes do mundo. Há de se destacar, contudo, que as comparações devem ser suportadas por meio de informações complementares que permitam considerar aspectos como realidades nacionais locais, classificações setoriais adotadas, grau de heterogeneidade dos produtos, entre outros.

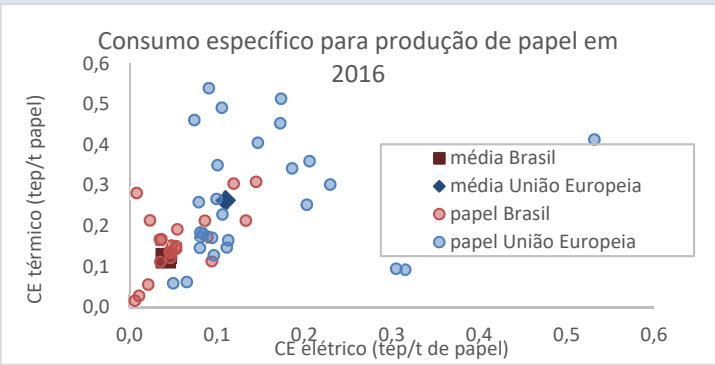
Pode-se ilustrar essa questão tomando o caso da indústria brasileira de papel e celulose como exemplo. Os gráficos abaixo exibem a dispersão de consumos específicos de energia para a produção brasileira dos produtos dessa indústria. Tanto no caso da produção de papel quanto de celulose, as diferenças nos indicadores podem estar relacionadas tanto aos tipos de produto produzidos, quanto a diferenças específicas no desempenho energético de cada planta.





Fonte: Elaboração EPE a partir de Qualitec-Applus (2018)

Quando comparados aos indicadores observados na produção de papel na União Europeia, observa-se que em termos médios, o consumo específico médio no Brasil mostra-se inferior ao observado na União Europeia, o que preliminarmente sinaliza melhor posicionamento brasileiro dessa indústria no que tange ao desempenho energético.



Fonte: Elaborado a partir de EPE (2018) e Odyssee Database

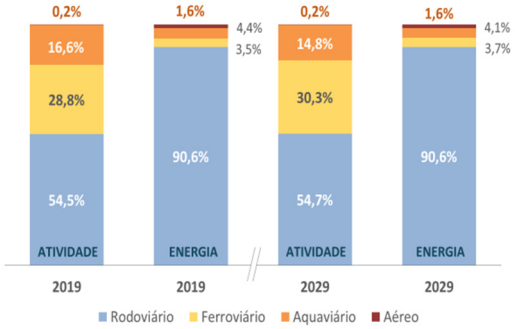
A despeito dos indicadores positivos na indústria brasileira de papel e celulose, identificam-se diversas oportunidades de eficiência energética, que envolvem troca de motores elétricos, instalação de capota de alto rendimento, melhorias em sistemas de geração de vapor (por exemplo, com redução de perdas de vapor e recuperação de condensado, sistemas de controle de combustão e nos economizadores) e que indicam ser possível eficientização adicional desse setor da ordem de 4,5% (Qualitec-Applus, 2018).

SETOR DE TRANSPORTES

No horizonte do PDE 2029, a projeção de crescimento da demanda energética de transportes indica evolução, em média, de 2,4% a.a. entre 2019 e 2029. Diante da representatividade desse setor no consumo energético no Brasil, os ganhos de eficiência energética exercem papel importante como fonte de atendimento. Nesse sentido, ações como melhorias tecnológicas em motores, penetração de novas tecnologias automotivas (entre elas, híbridas), aumento de participação de modais menos energointensivos, além de mudanças culturais no uso de transporte individual que impactam padrões de uso e o nível de ocupação dos veículos, por exemplo, têm demonstrado algum potencial de disseminação no horizonte do Plano.

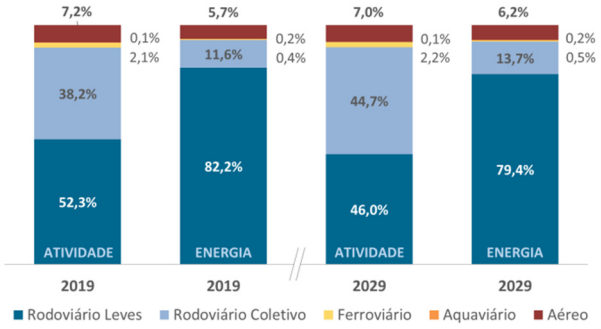
Assim, no transporte de cargas, a leve alteração na distribuição dos modos até 2029 (Gráfico 9-7) e dos ganhos de eficiência energética obtidos a partir da implementação de projetos de infraestrutura, como a Ferrovia Norte-Sul, no período permitem compensar o crescimento da demanda de energia devido ao crescimento da atividade (t-km), de modo que, em termos energéticos, a estrutura de consumo de energia permanece similar à observada em 2019. Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes total. Ressalta-se que a demanda do transporte de carga continua muito concentrada no uso do óleo diesel, já que não se projeta, no horizonte do presente estudo, um amplo desenvolvimento de projetos em fontes substitutas para veículos pesados.

Gráfico 9-7 – Participação dos modos na atividade (t.km) e demanda energética (tep) do transporte de cargas



No que tange ao transporte de passageiros, por sua vez, os ganhos de eficiência energética são representados através de avanços na eficiência energética de veículos de transporte de passageiros[57], como também ao aumento da importância do modo rodoviário coletivo (Gráfico 9-8) 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. Destacam-se ainda, mecanismos como o PBE Veicular e Rota 2030, como importantes vetores de indução para penetração mais acelerada de tecnologias automotivas mais eficientes no mercado brasileiro.

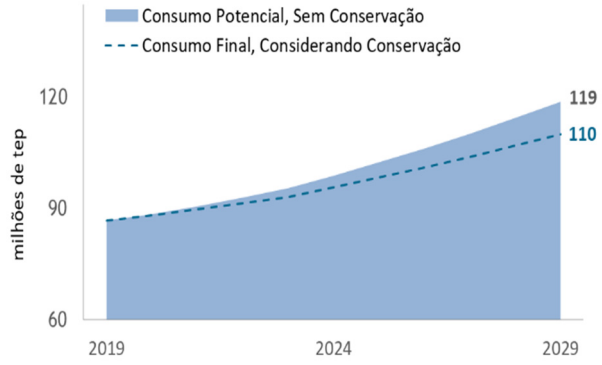
Gráfico 9-8 – Participação dos modos na atividade (p.km) e consumo energético (tep) do transporte de passageiros



[57] Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da mesma. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias híbridas, e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

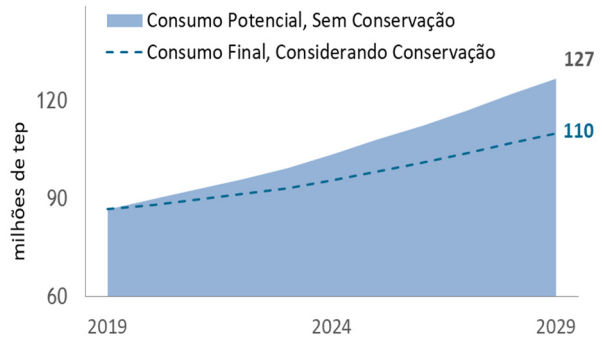
Como resultado, considerando-se somente a eficiência energética associada a cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 7% em 2029, como se pode observar no Gráfico 9-9.

Gráfico 9-9 - Ganhos de eficiência dos modos de transporte



Adicionalmente, ao se avaliarem os ganhos de eficiência sistêmica (para isso, mantendo-se a mesma taxa de crescimento para a atividade, preservando a mesma distribuição modal e mesma eficiência energética do ano base), estimam-se ganhos de eficiência energética da ordem de 17 milhões de tep, ou 13% do total em 2029 (Gráfico 9-10). Tais ganhos estão associados principalmente à substituição por modos de transporte menos energo-intensivos, que consomem menos energia por passageiro-quilômetro transportado.

Gráfico 9-10 - Ganhos de eficiência sistêmica do setor transportes



EDIFICAÇÕES

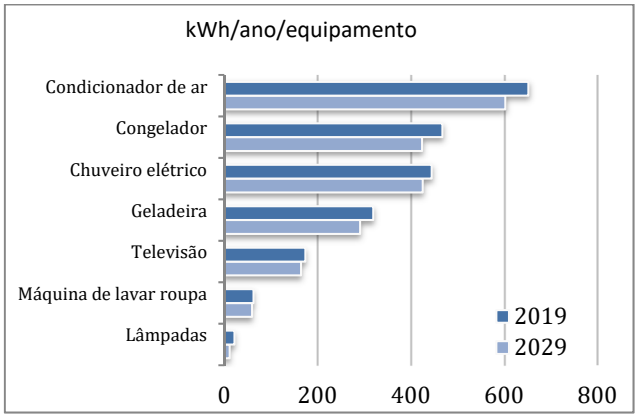
O setor de edificações é o maior consumidor final de energia elétrica, responsável por 51% da eletricidade e 16% da energia total, que considera a eletricidade e os combustíveis.

RESIDENCIAIS

A eletricidade, o GLP, o gás natural e a lenha são as principais fontes de energia utilizadas nas residências brasileiras. Entretanto, a eletricidade é identificada como a fonte que apresenta a maior oportunidade de conservação de energia nas residências no horizonte do PDE 2029.

Neste PDE, estima-se que o estoque de eletrodomésticos em poder das famílias aumente, devido principalmente à elevação da renda média e do número de novos domicílios. Os equipamentos novos apresentarão maior eficiência energética, como consequência das regulações e políticas de promoção à eficiência energética, e do desenvolvimento tecnológico induzido pelo mercado. Assim, a introdução de equipamentos novos reduz o consumo médio de eletricidade do estoque – como mostrado no Gráfico 9-11 – e, consequentemente, contribui para a conservação global de energia no setor.

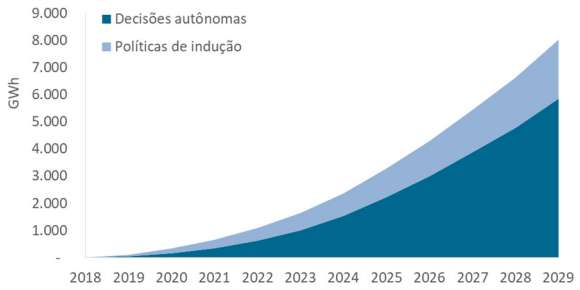
Gráfico 9-11 - Consumo médio por equipamento



O Gráfico 9-12 indica que a maior parte da energia conservada nas residências é o resultado de decisões autônomas dos agentes, decorrente da própria dinâmica e competitividade dos mercados, no caso da indústria, e da análise custo-benefício realizada pelos consumidores ao adquirir um equipamento, por exemplo. Contudo, políticas de

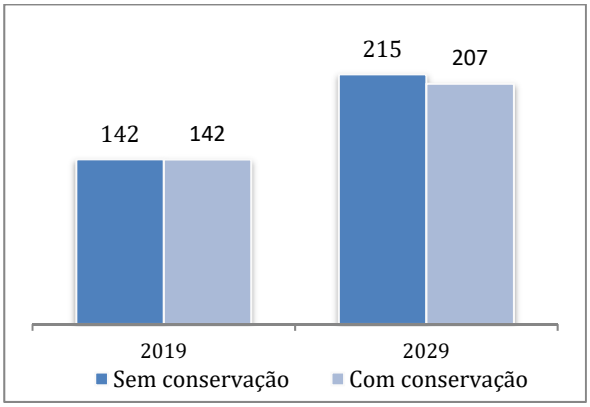
indução à eficiência energética de equipamentos residenciais, anunciadas e publicadas pelo governo e que serão totalmente implementadas nos primeiros anos do horizonte de análise desse Plano, podem gerar efeitos ao longo do tempo. Especificamente, a revisão de índices mínimos de eficiência energética dos equipamentos de ar condicionado, refrigerador e congelador – estabelecidos pelas portarias interministeriais MME/MCTIC/MDIC 1 e 2 de julho de 2018 – que serão implementados até 2021.

Gráfico 9-12 - Consumo evitado de energia elétrica nas residências



Assim, estima-se que a conservação de energia elétrica nas residências possa atingir 8 TWh em 2029, correspondente à 3,7% do consumo total de eletricidade nas residências no mesmo ano, como sugerido no Gráfico 9-13. Cabe ressaltar que a revisão dos níveis de eficiência energética da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE do PBE,[58] bem como a implementações de índices mínimos mais ambiciosos - principalmente para os aparelhos de ar condicionado, cuja demanda nos próximos anos pode ser elevada - poderiam contribuir para o aumento da eficiência energética do setor. Além disso, políticas adicionais não contempladas nas estimativas, como a revisão de normas de desempenho de edificações (NBR 15220 e NBR 15575) podem reduzir o consumo de energia nas residências brasileiras, principalmente com condicionamento de ar e iluminação elétrica.

Gráfico 9-13 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)



Com relação às demais fontes de energia, utilizadas predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destacam-se o GLP e o gás natural. No caso do serviço de cocção de alimentos, espera-se a redução do consumo específico dos fogões e fornos em posse das famílias em função do aumento do rendimento médio dos queimadores, sujeitos à etiquetagem compulsória. Entretanto, a elevação da renda das famílias no período pode aumentar o consumo de alimentos que demandam maior quantidade de energia no seu preparo, como as carnes, o que aumentaria o consumo de combustíveis, compensando o ganho de eficiência energética desses equipamentos. Finalmente, com relação ao aquecimento de água, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, espera-se o crescimento da utilização de sistemas de aquecimento solar, cujos padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE.

COMERCIAIS E PÚBLICAS

As edificações comerciais e públicas para efeito da projeção estão inseridas no setor de serviços. De acordo com o BEN 2018 (EPE, 2019), o consumo de energia do setor de serviços corresponde a 5% do consumo final energético do País. A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5% e o gás natural com 1% de participação

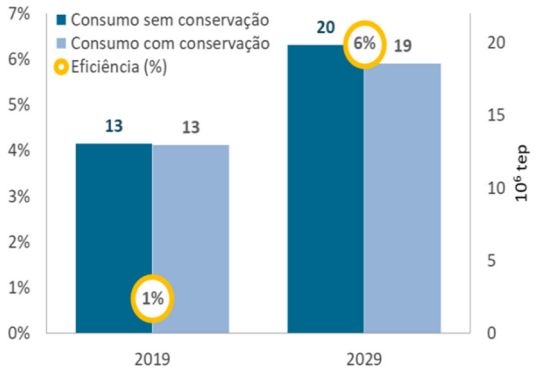
[58] PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem, coordenado pelo Inmetro

A projeção de conservação de energia no setor de serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6,5% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1,2 milhão de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao consumo do setor de transporte ferroviário no ano de 2018 (EPE 2019).

Para as projeções realizadas, foi possível estimar a eletricidade conservada no setor de serviços partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do Balanço de Energia Útil - BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas vigentes. Na projeção desse PDE foi utilizado o novo modelo de projeção desenvolvido pela EPE que utiliza dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015[59].

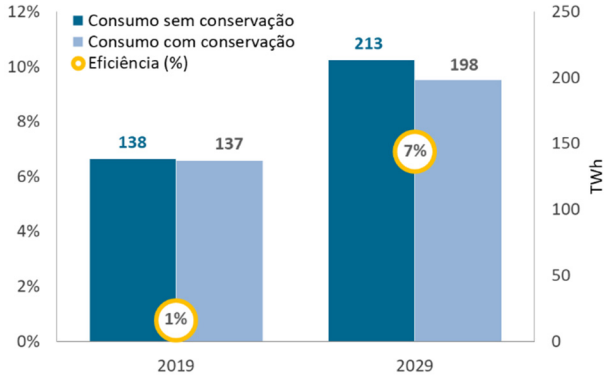
A projeção de conservação de energia no setor serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1,2 milhão tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao segmento de ferro ligas no ano de 2018 (BEN 2019).

Gráfico 9-14 - Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia



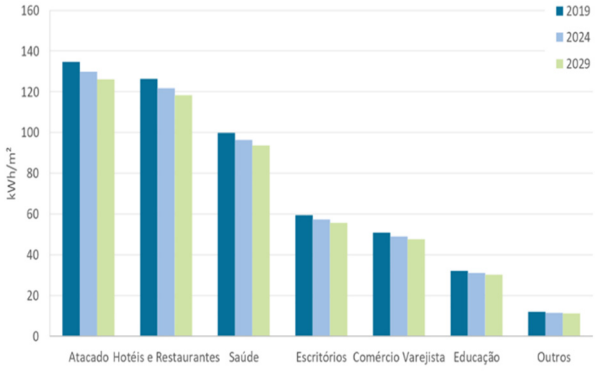
A conservação da energia elétrica foi calculada em 7% do consumo projetado em 2029, reduzindo o consumo final em aproximadamente 15 TWh nesse ano, que equivale a 16% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização no ano de 2018 (EPE 2019), conforme apresenta o Gráfico 9-15.

Gráfico 9-15 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



O Gráfico 9-16 apresenta a projeção do indicador de consumo de eletricidade por m² para os segmentos selecionados para o setor comercial.

Gráfico 9-16 – Setor comercial: consumo de eletricidade (kWh/m²)



[59] Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012

BOX 9.4 – ETIQUETAGEM EM EDIFICAÇÕES NO HORIZONTE DO PDE 2029

As projeções nos estudos do PDE 2029 indicam que o consumo de eletricidade no setor comercial sairá de 91 TWh em 2019 para 128 TWh em 2029, o que corresponde a uma taxa média de crescimento anual de 3,4 % a.a. entre 2019-2029. Estima-se que com a eficiência energética, considerando o progresso autônomo e a continuidade dos programas e ações já existentes, atinja-se no final do horizonte uma redução de 6,9% no consumo de eletricidade estimado para 2029.

Um mecanismo que tem-se mostrado importante para o aumento da eficiência energética em edificações, em diversos países, é a sua etiquetagem, classificando-as quanto ao seu consumo energético. O PBE Edifica, componente do Programa Brasileiro de Etiquetagem voltado para as edificações, está em vigor no Brasil desde 2009, em caráter voluntário, tendo concedido 6.295 etiquetas, tanto para projetos quanto para edificações construídas, nos setores residencial e comercial e de serviços até setembro de 2019. Os resultados desse programa em termos de conservação de energia nesse setor são significativos, mas já há consenso no setor de que somente serão efetivamente expandidos caso a etiquetagem de edificações passe a ser obrigatória. Nesse sentido, o CGIEE, por meio do seu Grupo Técnico de Edificações, e com apoio do Procel, solicitou a contratação de estudo para elaboração de um plano de compulsoriedade para a etiquetagem de edificações no Brasil, bem como de avaliação dos impactos regulatórios a serem esperados com a adoção dessa medida. Este estudo está em fase de contratação e trará subsídios para a elaboração de políticas públicas para o setor nos próximos anos.

De modo a estimar uma ordem de grandeza do impacto da adoção de um programa compulsório de etiquetagem em edificações, utilizou-se uma estimativa baseada em estudo realizado para a EPE pela Mitsidi Projetos, em 2018 e apoiado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), para a mensuração das economias que poderiam ser alcançadas. Dentre as premissas adotadas nesse exercício, incluiu-se a obrigatoriedade da etiquetagem de edificações para novas construções e reformas de edificações comerciais, residenciais e públicas, a ser implementada de forma gradual, com níveis mínimos especificados por tipologia e por etapa, sendo que dentro do horizonte deste PDE a previsão é a entrada da primeira etapa em 2025. O quadro resumo dessas premissas é apresentado na tabela a seguir, e os resultados estimam ganhos de eficiência elétrica da ordem de 2,8 TWh em 2029, equivalente a 0,3% do consumo total de eletricidade no mesmo ano. Deve-se destacar, contudo, que tais resultados são meramente ilustrativos e dão uma noção da ordem de grandeza dos potenciais de eficiência energética que podem ser alcançados por medidas nesse sentido. Reitera-se que os valores obtidos são naturalmente sensíveis às premissas adotadas, e certamente serão diferentes caso outras premissas sejam adotadas. Por fim, deve-se esclarecer que estas estimativas não compõem o cenário adotado para a projeção das reduções alcançadas com medidas de eficiência energética em 2029 neste PDE.

A estimativa do potencial de economia de energia é de 2,8 TWh em 2029, equivalente a 0,3 % do consumo total de eletricidade no mesmo ano. Os impactos calculados estão estimados conforme a tabela a seguir:

Tipologia de edificação	Economia de Energia em 2029	
	GWh	%
Federal	84	0
Outros Públicos	170	0
Comercial	796	0,1
Residencial	1.794	0,2
Total	2.843	0,3

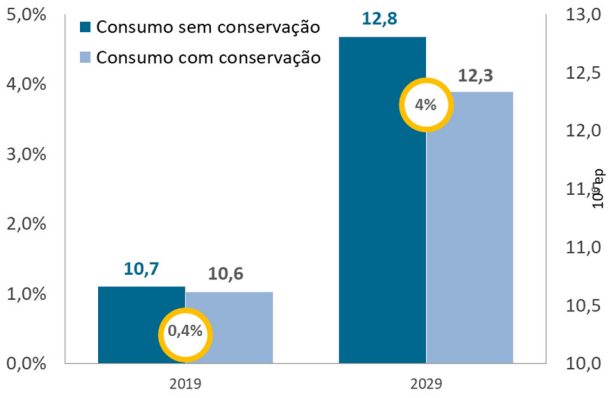
Nota: O percentual do impacto de economia de energia considerou a demanda total do Brasil sem eficiência no mesmo ano.

SETOR DE AGROPECUÁRIA

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 4% ou 475 mil tep em 2029 (Gráfico 9-17), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 67% e a eletricidade com 32%.

A contribuição da eficiência energética nesse setor está associada à penetração de motores elétricos e nos sistemas de bombeamento mais eficientes com a maior participação da irrigação nos cultivos.

Gráfico 9-17 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



9.3 Micro e Minigeração Distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD)[60] cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no País. Em junho de 2019 a marca de 1 GW foi atingida, superando as expectativas que o setor tinha para a modalidade. Como comparação, no ano de 2018 foram instalados cerca de 400 MW de MMGD, o que representa a mesma capacidade adicionada em térmicas a gás natural, duas vezes o que foi instalado em térmicas a bagaço de cana ou, ainda, três vezes a capacidade instalada de PCHs no mesmo ano.

A disponibilidade de elevado potencial de fontes renováveis, qualidade dos recursos energéticos nacionais, o alto valor das tarifas de eletricidade para os consumidores e um modelo de compensação de créditos extremamente favorável, tornou o investimento de geração própria bastante rentável no Brasil. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também grandes redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de MMGD, locais e remotos.

O grande volume de instalações recentes aciona um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais da REN 482. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador de MMGD, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos (ele continua fazendo uso da rede). Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores, através de aumentos na tarifa.

Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da MMGD está ocorrendo em diversos países, e não apenas no Brasil. Diversos países reduziram ou extinguiram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede. Outros países instituíram uma cobrança fixa mensal aos geradores ou passaram a cobrar uma tarifa de demanda desses consumidores para arcar com os

[60] Considera apenas os empreendimentos de geração elétrica no âmbito da Resolução Normativa n° 482/ANEEL, que participam do sistema de compensação de energia. Não inclui o parque existente de geradores a diesel que funciona em horários de tarifa de ponta e não inclui a geração distribuída que pode ser contratada via Valor de Referência Específico (a critério das distribuidoras).

custos fixos da rede. Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de outros recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma mais eficiente.

No Brasil, há especialmente dois processos de revisão de regulamentação com impactos sobre a MMGD que estão sendo promovidos pela ANEEL. Um deles é o da revisão da REN 482, que trata especialmente do mecanismo de compensação de energia. O outro é sobre o modelo tarifário da baixa tensão, o que afeta todos os consumidores atendidos nessa tensão, mas também tem impactos nos micro e minigeradores.

Na visão da EPE, conforme detalhado na sua contribuição da Audiência Pública n° 001/2019 – ANEEL, apesar da importância da revisão da REN 482, esse processo resolve apenas parte do problema de transferência de custos entre os consumidores. A adequada cobrança pelo uso da rede dos micro e minigeradores passa pela definição de uma tarifa binômia com medição de demanda para estes consumidores. Portanto, a aplicação da tarifa binômia é um passo importante para a adequada sinalização econômica aos micro e minigeradores.

Nesse sentido, as projeções realizadas para o caso de referência do PDE 2029 contemplam as seguintes premissas regulatórias:

- Novo mecanismo de compensação para MMGD com entrada em vigor em 2021. Para sistemas locais, foi considerado que as parcelas da tarifa FIO A, FIO B e TUSD Encargos não seriam passíveis de compensação. Na visão da EPE, são custos mantidos com a injeção da GD, e, portanto, não deveriam fazer parte da compensação. Para sistemas remotos, foi utilizado o mesmo tratamento dos sistemas locais com a retirada adicional da parcela TUSD Perdas[61].

  Por se tratarem de sistemas remotos, não se pode afirmar que há uma redução de perdas com a entrada da MMGD. Inclusive, pode haver um aumento nas perdas elétricas. Portanto, é prudente desconsiderar a parcela de perdas na compensação de sistemas remotos.

- Aplicação de tarifa binômia para os novos micro e minigeradores a partir de 2022. Foram consideradas as parcelas FIO A e FIO B como componentes que deixariam de ser cobradas volumetricamente, e, portanto, não seriam passíveis de compensação com a MMGD.

As duas premissas estão alinhadas com as contribuições da EPE nas Audiências Públicas da ANEEL que tratam dos temas e também funcionam como premissas de segurança para o planejador. Caso seja mantido o modelo de compensação integral e tarifas monômias, haverá uma maior inserção de MMGD. No entanto, se o planejador "contar" com essa energia e a alternativa de menor inserção se realizar (com binômia e compensação parcial), o País pode ter problemas de suprimento de energia centralizada.

Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMGD no PDE 2029. É um modelo de Bass desenvolvido pela EPE em 2015 e que vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios. Mais detalhes sobre o 4MD podem ser encontrados em nota técnica específica publicada conjuntamente com o PDE 2029.

RESULTADOS

O resultado do modelo indica que em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída[62], totalizando 11,4 GW, que exigirão quase R$ 50 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2.300

[61] Correspondente à Alternativa 3 para sistemas locais e Alternativa 4 para sistemas remotos, apresentadas pela ANEEL na Audiência Pública 001/2019

[62] Conforme a metodologia utilizada, um adotante é quem recebe créditos de micro ou minigeração, e não o número de sistemas de geração.

MWmédios, suficiente para atender 2,3% da carga total nacional no final do horizonte.

Entre as tecnologias de MMGD, 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, perspectiva de custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade. No entanto, principalmente através do modelo de autoconsumo remoto e geração compartilhada se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica. São fontes que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, ganhar espaço da fonte solar.

O resultado consolidado da projeção da micro e minigeração distribuída é apresentado no Gráfico 9-18 e no Gráfico 9-19.

O crescimento nos primeiros anos apresentado no PDE 2029, quando comparado com o PDE 2027, é reflexo da maior velocidade de atuação que o mercado tem se realizado recentemente, sobretudo pela "corrida" antes das possíveis alterações previstas na regulamentação. Nos anos após a revisão da REN 482 e a aplicação da tarifa binômia há um crescimento reduzido no mercado, mas a expectativa é de que haja uma recuperação na segunda metade do período decenal.

Gráfico 9-18 – Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída

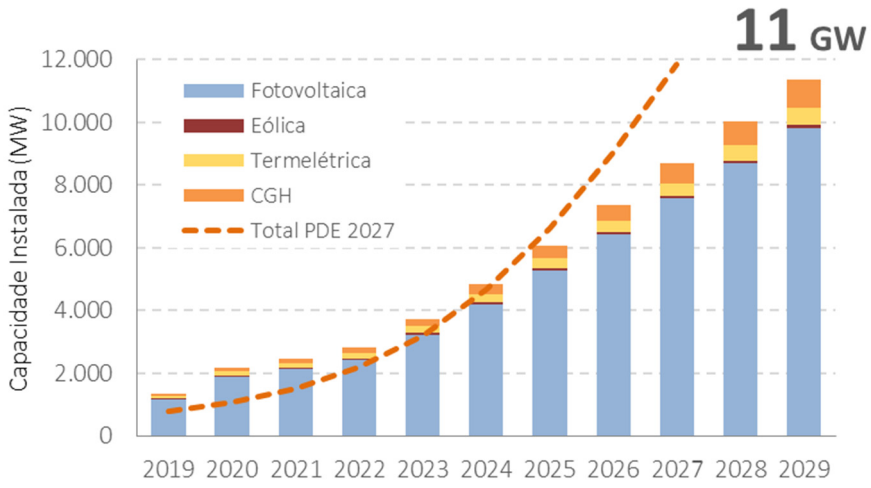
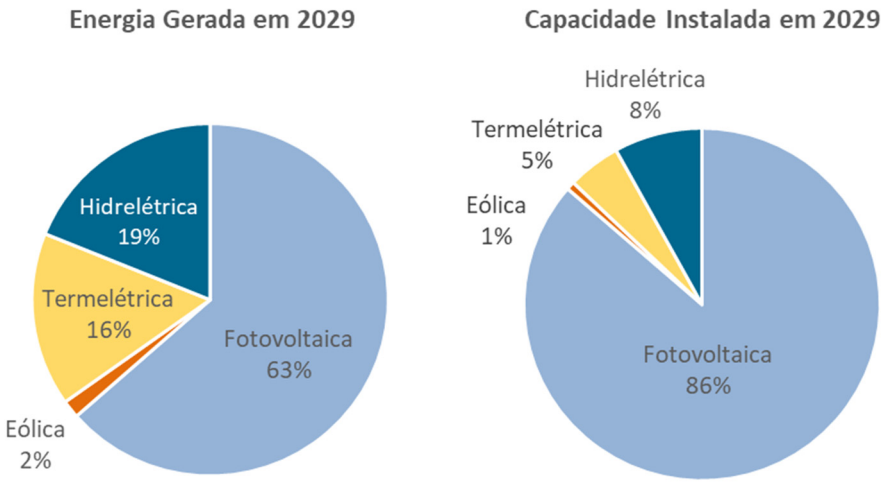


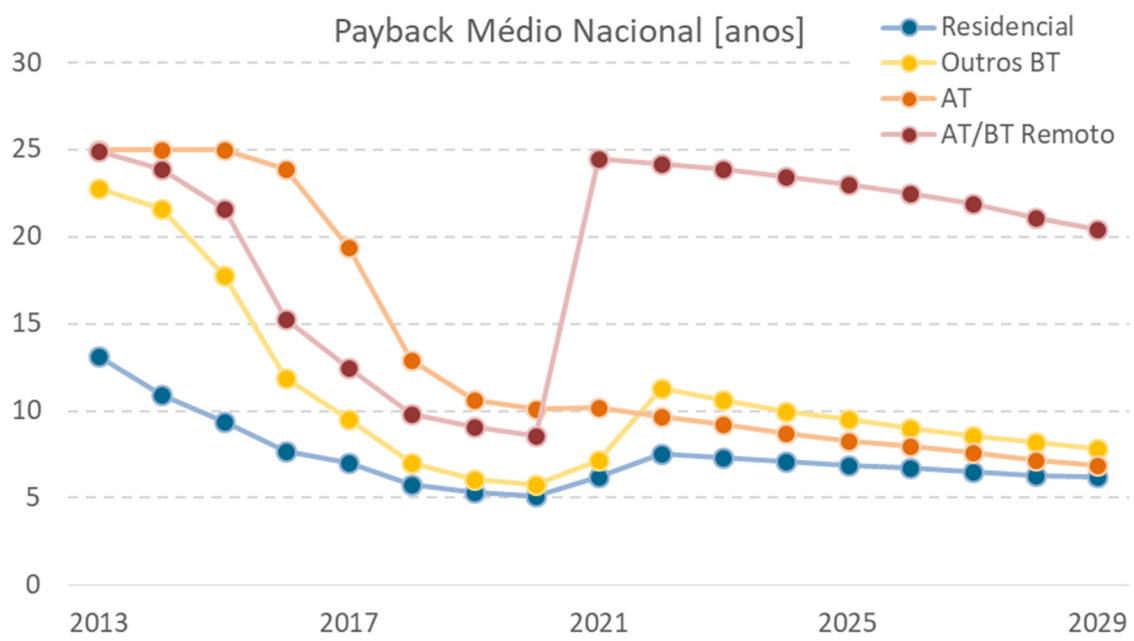
Gráfico 9-19 - Potência e Energia por fonte em 2029 na trajetória de referência



Dessa forma, a aplicação de uma tarifa binômia na Baixa Tensão (BT) não afetava esse segmento. Portanto, no PDE 2027 havia grande incremento de potência oriunda desses consumidores. No entanto, foi verificado que grande parte dos sistemas cadastrados como Alta Tensão (AT) na ANEEL, na verdade são geradores que geram créditos remotamente para unidades de BT. Assim sendo, foram separados os dois segmentos, verificando-se o impacto negativo na atratividade dos investimentos em geração remota de AT.

O Gráfico 9-20 mostra que desde 2013 houve grande redução no tempo de retorno do investimento em MMGD FV. Com as premissas de mudança na regulamentação, estima-se o retorno para os segmentos Residencial e Outros BT retorne para níveis parecidos com os de 2017. Para o segmento de AT local, as mudanças na regulamentação pouco interferem na atratividade porque esse consumidor já paga tarifa binômia. A modalidade mais impactada negativamente é a de geração remota em AT com compensação em BT. Esses resultados, segundo a metodologia utilizada, explicam em grande parte a distribuição da capacidade instalada nos próximos anos. É esperado um aumento da participação do setor Residencial e AT, e uma diminuição dos segmentos Outros BT e AT/BT Remoto.

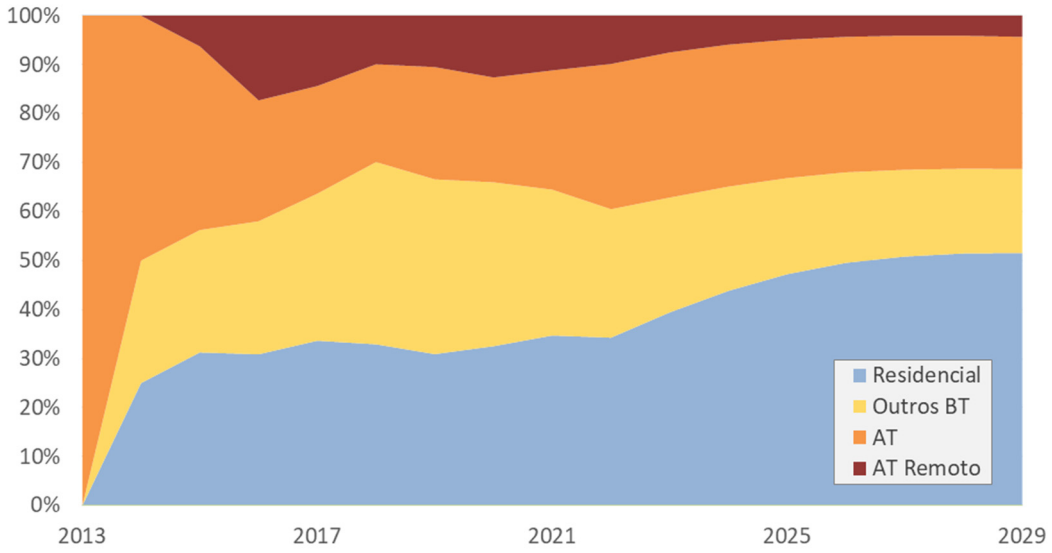
Gráfico 9-20 - Histórico e Projeção do *payback* médio para diferentes tipologias de MMGD FV



Nota: Em função do perfil dos adotantes, para o setor residencial foi considerado o payback simples, enquanto que para as demais modalidades o payback descontado

Cabe destacar que mesmo com as alterações regulatórias assumidas, que trarão maior sustentabilidade para o setor, o mercado de MMGD deve atingir montante expressivo no final do horizonte. A perda momentânea na atratividade deve ser compensada por reduções de custo da tecnologia e inovações financeiras e em modelos de negócio, que permitirão aumentar a capilaridade e a eficiência dos investimentos em MMGD.

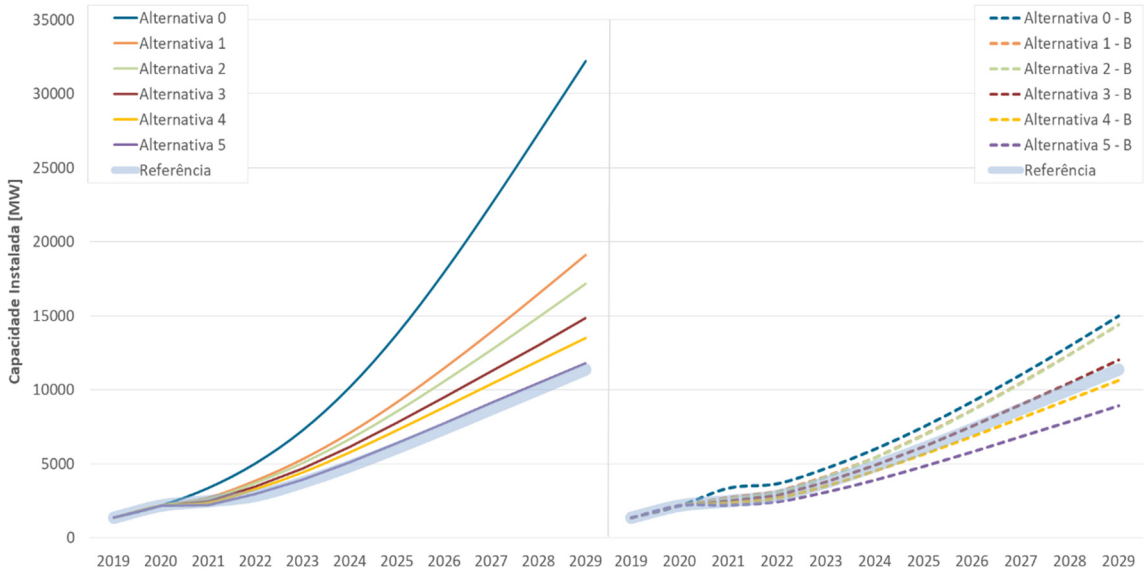
Gráfico 9-21 – Histórico e Projeção de Capacidade



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: EFEITOS DAS MUDANÇAS NA REN 482

As discussões acerca da aplicação de uma tarifa binômia aos consumidores ligados à Baixa Tensão (BT) e a alteração do modelo de compensação de energia para MMGD têm se intensificado recentemente. Os dois temas estão na agenda regulatória de 2019 da ANEEL, e o resultado impactará a adoção da MMGD no País. As mudanças defendidas pela EPE fazem parte da trajetória de referência do PDE 2029, mas dadas as incertezas do processo, a EPE realizou algumas simulações adicionais com diferentes alternativas de compensação e aplicação ou não de tarifa binômia. Os resultados variam de 9 GW a 32 GW, a depender da combinação regulatória.

Gráfico 9-22 – Sensibilidade Regulatória na Projeção de Micro e Minigeração Distribuída

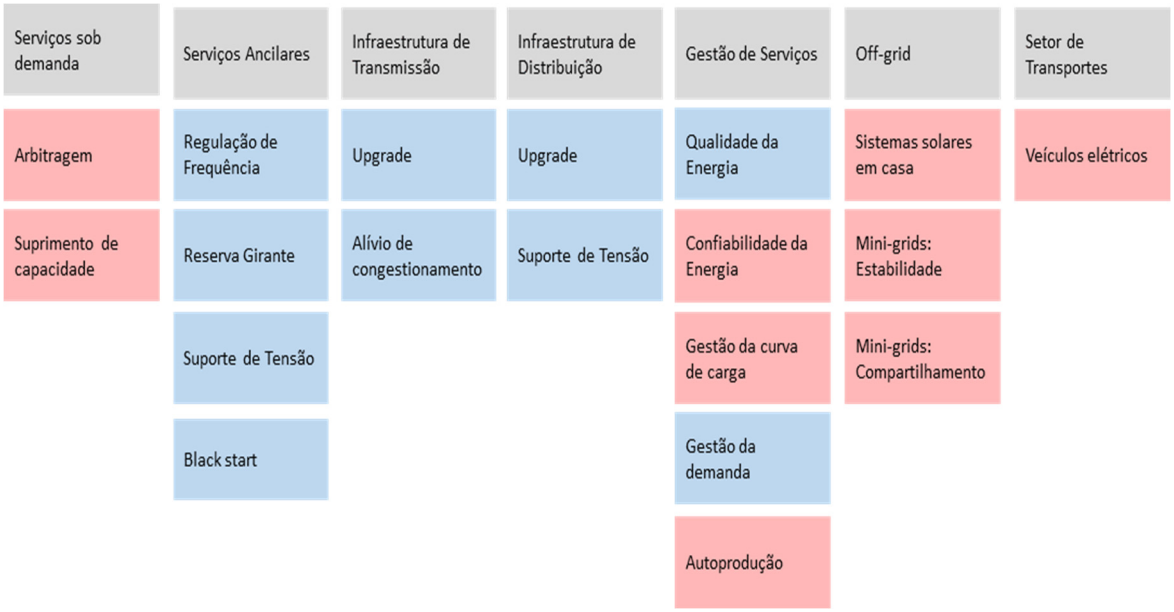


Nota: Alternativas de compensação conforme AP 001/2019 – ANEEL aplicadas em 2021. Casos "B" indicam tarifa binômia (FIO A e FIO B) aplicada em 2022.

9.4 Armazenamento Atrás do Medidor

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico, com diferentes propósitos, conforme a Figura 9-1. As aplicações em unidades consumidoras conectadas à rede estão destacadas em verde, sendo as baterias a principal tecnologia de armazenamento para esse segmento.

Figura 9-1 Serviços que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade



Fonte: International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017)

Notadamente, as baterias podem auxiliar a deslocar o consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema. Com sinais tarifários eficientes, pode ser feita espécie de arbitragem, onde o consumidor "compra" e armazena energia quando está barata e "vende" quando está cara, ajudando o sistema. Adicionalmente, as baterias têm sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede, aumentando o "autoconsumo" e aumentando os ganhos financeiros dos consumidores.[63] Esse modelo tem sido utilizado principalmente na Alemanha e Austrália. Por fim, as baterias podem auxiliar na melhoria da qualidade da energia e como serviço de *back-up* em caso de *blackout.*

OPORTUNIDADES NO BRASIL

No Brasil, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro e ainda de questões ambientais relacionadas à sua utilização (entre as quais, o descarte, a reciclagem). Como referência, uma bateria residencial de íon-lítio custa em 2019 aproximadamente R$ 4.000,00/kWh. No entanto, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar neste PDE as perspectivas para sua entrada no horizonte do Plano.

[63] Isso acontece em lugares onde a energia injetada na rede vale menos do que a tarifa da distribuidora. Dessa forma, é mais vantajoso "guardar" a energia produzida pela GD para consumo posterior.

Dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, se enxergam três possibilidades de uso principal para baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal, que serão discutidas em mais detalhes na sequência.

i. Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída;

ii. Mudança para a tarifa branca;

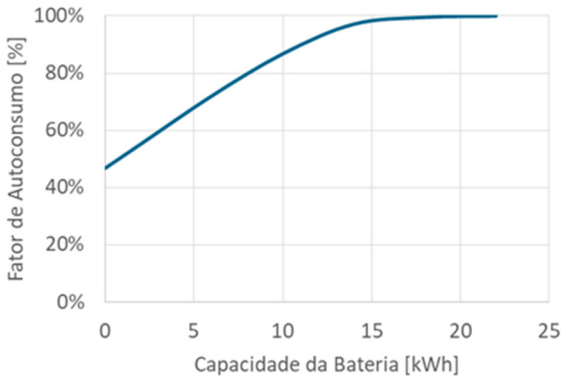
iii. Substituição da geração diesel na ponta na MT.

AUMENTO DO AUTOCONSUMO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O modelo de compensação integral da energia injetada na rede (REN 482/2012) não oferece nenhum incentivo para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. No entanto, conforme discutido no capítulo de micro e minigeração distribuída (MMGD), há perspectivas de alteração no modelo de compensação que criariam uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa de injeção de energia. Ou seja, haveria maior atratividade para quem consumisse imediatamente a energia gerada, ao invés de injetá-la na rede. Logo, as baterias teriam o papel de armazenar parte da energia gerada que seria injetada, para consumo posterior.

Como exercício, a EPE fez uma simulação horária no software System Advisor Model (SAM) de um consumidor residencial genérico, com um consumo médio de 720 kWh/mês e um sistema FV de 3,8 kW, localizado na área da Cemig, onde há grande número de sistemas de MMGD instalados. Em primeiro lugar, foi simulado o percentual de autoconsumo de acordo com tamanho da bateria (Gráfico 9-23).

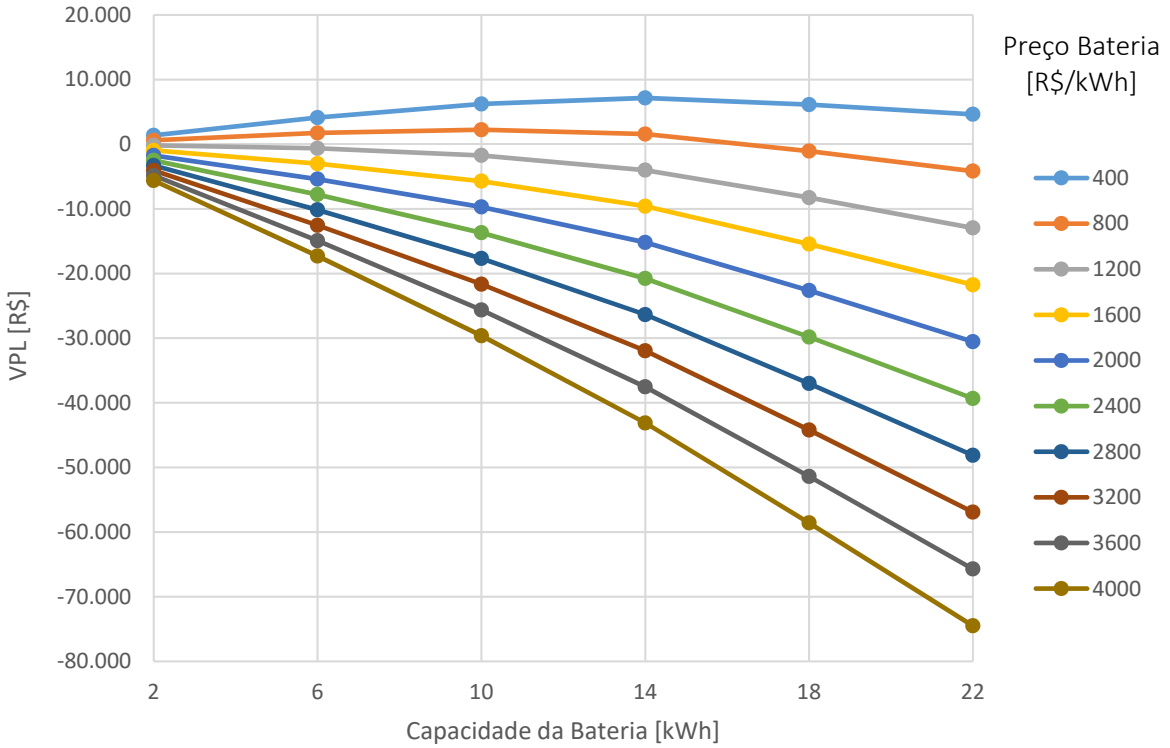
Gráfico 9-23 – Capacidade da Bateria versus Autoconsumo da MMGD



Como pode ser visto, para o caso simulado, há um ganho de autoconsumo crescente, até atingir a saturação em torno de 15 kWh. No entanto, há que se avaliar o trade-off entre o ganho com autoconsumo e o custo adicional da bateria.

Foi adotada para o cálculo uma situação na qual as parcelas da tarifa FIO A, FIO B e TUSD Encargos não seriam passíveis de compensação. Não foi considerada a aplicação de tarifa binômia para esse caso. Dessa forma, foram consideradas as tarifas com impostos de 2018 que equivalem a R$ 0,90/kWh para compra de energia e R$ 0,48/kWh para a energia injetada na rede. Uma taxa de desconto real de 6% a.a. foi utilizada. Os resultados são apresentados no Gráfico 9-24.

Gráfico 9-24 – VPL do Investimento em Baterias com Aumento do Autoconsumo da Microgeração



Como pode ser observado, somente a preços na faixa de R$ 800/kWh que o investimento teria retorno positivo. Atualmente, o preço está na faixa de R$ 4000/kWh e, com base na literatura (Schmidt et al., 2019), se espera uma redução no preço de 7,6% a.a., o que levaria o preço para R$ 1.800,00/kWh em 2029. Portanto, ainda estaria acima do necessário para a viabilidade. Caso seja aplicada a tarifa binômia, há uma piora na viabilidade e em nenhum caso há retorno positivo.

MUDANÇA PARA TARIFA BRANCA

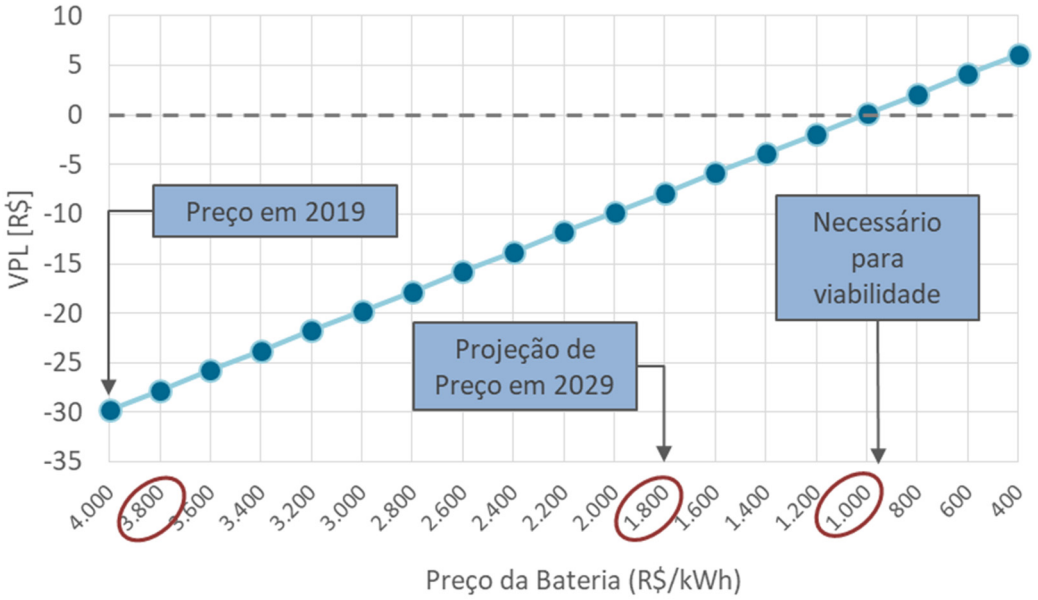
A modalidade de Tarifa Branca é opcional para os consumidores atendidos em BT e se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. O posto tarifário ponta consiste em três horas consecutivas definidas por cada distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados; o posto tarifário intermediário consiste nas horas adjacentes ao período de ponta; e o posto tarifário fora de ponta são as demais horas.

Portanto, a bateria poderia ser carregada no período Fora de Ponta (FP) e fornecer energia ao consumidor nos períodos de tarifas mais elevadas – Tarifa Intermediária (TI) e Tarifa de Ponta (TP). Logo, o ganho dessa modalidade consiste basicamente da diferença entre a Tarifa Convencional (TC) e a Tarifa FP da Tarifa Branca. No entanto, a diferença entre as duas tarifas é relativamente baixa (aproximadamente entre R$ 0,08 a R$ 0,20/kWh, a depender da distribuidora), o que dificulta a viabilidade de um investimento em baterias.

Como exercício, a EPE fez uma simulação horária no software System Advisor Model (SAM) de um consumidor residencial com um consumo médio de 720 kWh/mês, localizado na área da ENEL RJ, onde há uma das maiores diferenças entre TC e TFP no Brasil (R$ 0,20/kWh). Ou seja, onde o investimento em bateria seria mais atrativo. Foi considerada uma bateria de 10 kWh/10 kW, disponível para venda no mercado brasileiro a um preço aproximado de R$ 4.000,00/kWh.

No exercício realizado, considerando uma taxa de desconto real de 6% a.a., o VPL do investimento foi de aproximadamente R$ 30 mil negativos. Considerando uma redução no preço de 7,6% a.a. (Schmidt et al., 2019), em 2029 o preço da bateria cairia para R$ 1.800,00/kWh. No entanto, ainda não seria suficiente para tornar atrativo o investimento. Como aponta o Gráfico 9-25, o preço da bateria precisaria cair para algo em torno de R$ 1.000,00/kWh para que o investimento se tornasse viável.

Gráfico 9-25 – VPL do investimento em baterias com tarifa branca



SUBSTITUIÇÃO DA GERAÇÃO DIESEL NA PONTA

No Brasil, há grande quantidade de consumidores comerciais e industriais atendidos em alta tensão que fazem uso de motogeradores a diesel no horário de ponta para evitar as tarifas elevadas praticadas nesse período. Conforme análise da EPE (2015), pode haver cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diariamente no país no horário de ponta.

Portanto, o uso de baterias pode ser utilizado para "comprar" energia no período fora de ponta e utilizá-lo no período de ponta, em substituição ao diesel. Adicionalmente, é possível mencionar que além dos ganhos econômicos, há externalidades positivas com a substituição do diesel. Do ponto de vista do consumidor, a operação de geradores diesel traz muitas vezes o incomodo do ruído gerado e a da logística de constante abastecimento. Na ótica da sociedade, a geração a diesel contribui com a emissão de poluentes em centros urbanos em horários em que a atmosfera já está carregada pela emissão de veículos (hora do *rush*), agravando o problema de saúde pública.

A EPE fez uma análise econômica dessa substituição, considerando as seguintes premissas

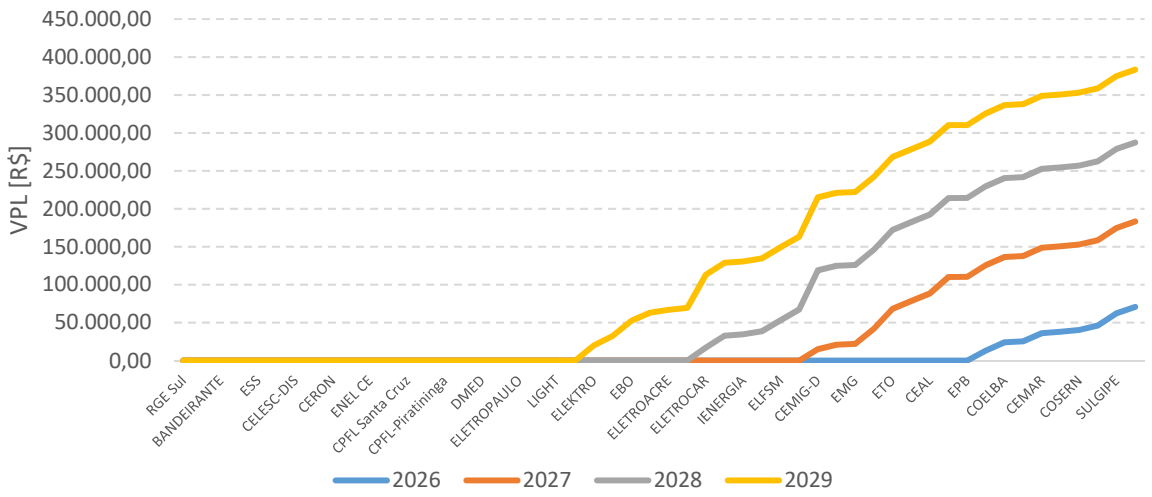
Tabela 9.2 – Premissas de cálculo de substituição da geração diesel por baterias

Premissas	Valores	Referência
Tarifas	A4 Verde por UF (2018)	ANEEL
Taxa de Desconto (ano)	8%	
Gerador Diesel		
Potência	350 kW – 438 kVA	
CAPEX (R$/kW)	1.000,00	
OPEX (R$/MWh)	25,00	
Consumo Específico (l/MWh)	329	ANEEL REN 801/2017
Preço do Combustível	Junho de 2019	ANP
Funcionamento Diário (h)	3	
Dias Úteis no Ano	255	
Fator de Carga	70%	
Bateria		
Potência (kW)	350	
Energia (kWh)	1050	
CAPEX (US$/kW) - 3h	930,00	BNEF (2017)
Fator de Nacionalização	1,8	
Dólar/Real	3,90	
CAPEX (R$/kW) - 3h	6.500,00	
Redução do CAPEX	-7,6% a.a.	Schmidt et al. (2019)
OPEX (R$/kW/ano)	1,5% do CAPEX	
Eficiência	86%	Schmidt et al. (2019)
Vida Útil (anos)	10	

Para o primeiro caso, foi assumido que o consumidor já possui o gerador diesel pago. Portanto, a bateria proporcionaria somente economia da parcela variável da geração diesel. Nesse caso, o investimento em baterias é inviável em praticamente todo o país ao longo do horizonte decenal.

Por outro lado, se for considerado um consumidor novo, que teria que pagar o CAPEX do gerador diesel, a situação se altera um pouco (Gráfico 9-26). De qualquer forma, na análise da EPE, dadas as condições de simulação, somente após 2026 é que o retorno do investimento em baterias supera o retorno do investimento em geração diesel. Cabe ressaltar que o investimento foi baseado em literatura internacional, por faltar de informações sobre equipamentos nacionais na configuração desejadas. Esse é um fator limitante do estudo.

Gráfico 9-26 – Diferença de VPL entre Investimento em Baterias e Diesel



Nota: em distribuidoras com retorno negativo foi zerado o VPL para fins de melhor exibição

Os resultados das simulações demonstram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos para alguns casos típicos. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade atuais, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo pouca opção de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias. O custo aumenta em cerca de 80%, segundo dados de mercado. Portanto, uma alteração dessa condição também pode trazer os preços da bateria para patamares mais próximos da viabilidade.

De toda forma, os resultados são um bom indício de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos, além do econômico na decisão de investimento. Por exemplo, a substituição da geração diesel pode se dar pela redução do ruído, assim como a opção pelas baterias residenciais pode ser movida por um desejo de fonte de backup contra blackouts.

A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

9.5 Um Visão de Futuro para os Recursos Energéticos Distribuídos

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) podem ser definidos como aqueles onde as tecnologias de geração ou de armazenamento de energia estão localizadas junto às unidades consumidoras de energia elétrica. Eles envolvem a Geração Distribuída, a Eficiência Energética, a Resposta da Demanda, as Soluções de Armazenamento e os Veículos Elétricos junto com as Infraestruturas de Recarga.

A entrada dos Recursos Energéticos Distribuídos, em conjunto com a digitalização, tem potencial de revolucionar o setor elétrico brasileiro. No entanto, para permitir que essa revolução ocorra de maneira eficiente, mudanças amplas precisam ser feitas no modelo do setor elétrico brasileiro.

A Figura 9-2 ilustra as peças principais do modelo que a EPE acredita ser adequado para os RED se desenvolverem de forma eficiente no Brasil. Mais detalhes sobre cada proposta podem ser encontrados na sequência e em EPE (2019).

Figura 9-2 - Peças para Promover a Inserção Eficiente dos RED no Brasil

A visão de futuro que a EPE enxerga para os RED é a de eles sejam tratados como um recurso adicional do SIN. Portanto, que haja **isonomia entre recursos centralizados e RED** na competição pelo atendimento dos requisitos elétricos do sistema. Como primeiro passo do processo de aprimoramento, indica-se a necessidade de redução dos subsídios continuados às fontes específicas, existentes atualmente no setor elétrico brasileiro. Embora a existência de subsídios se justifique em alguns casos, por um curto prazo, as distorções de preço provocadas por sua manutenção indiscriminada desequilibram a competição entre os recursos.

Concomitantemente, cabe permitir que os RED participem de mercados competitivos do setor elétrico. Eficiência energética, por exemplo, poderia competir em leilões de energia; resposta da demanda e armazenamento, por outro lado, poderiam participar de **mercados de capacidade e serviços ancilares.** Para que isso ocorra, precisa haver um mercado competitivo para esses serviços. Essa pode ser uma forma de remuneração adicional para os RED.

Adicionalmente, o bom funcionamento desse modelo sugere a aplicação de **tarifas binômias e dinâmicas** para os consumidores. Estes modelos de tarifação permitiriam a representação mais adequada dos custos de fornecimento e das redes, garantindo a sustentabilidade do serviço de distribuição, ao mesmo tempo em que incentivariam o uso de RED para gerenciar o consumo de energia atrás do medidor.

A parcela de energia injetada na rede poderia ser ofertada nos mercados regulados, como foi mencionado, mas especialmente no ambiente de contratação livre. Para tanto, a **abertura do mercado** livre deveria permitir consumidores da baixa tensão comprar e vender nesse mercado, inclusive entre si, através de transações *peer-to-peer*.[64] Essa seria uma forma de ampliar o mercado para a GD e trazer maior competitividade para o consumidor final.

[64] *Peer-to-peer* consiste em transações de consumidor para consumidor, sem intermediários. A tecnologia *blockchain* é uma das mais utilizadas para tais negociações.

A diferenciação entre recursos centralizados e distribuídos nesse ambiente seria dada com a aplicação de **preços mais granulares** (PLD horário e nodal) extraindo de cada recurso o seu valor para o sistema.

Para lidar com a complexidade desse novo ambiente, o advento dos **agregadores** pode facilitar a participação dos RED em mercados competitivos. Os agregadores são agentes que reúnem diversos RED e formam plantas virtuais, que participam de mercados de eletricidade e são despachadas, conforme a necessidade, pelo agregador. O avanço das tecnologias de comunicação e contratos inteligentes[65] também têm potencial de diminuir os custos de transação.

Por fim, em termos de infraestrutura, a disseminação de **medidores inteligentes** é fundamental para permitir a interface dos RED com a rede elétrica, enviando e recebendo sinais a todo instante, que permitirão gerenciar de forma eficiente esses recursos. Cabe destacar que aspectos de cibersegurança e privacidade devem ser considerados durante o processo de instalação e operação dos medidores para evitar problemas dessa ordem.

Vale destacar que todas estas mudanças trazem grandes desafios para sua regulamentação e implementação. Porém, é um quadro que precisa ser perseguido como objetivo de desenho do setor elétrico brasileiro para permitir a integração sustentável e eficiente dos RED no País.

9.6 Autoprodução Não Injetada na Rede

Considera-se na geração distribuída de grande porte somente a autoprodução de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza ou utiliza parcialmente, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição, para o autossuprimento de eletricidade. A principal forma de autoprodução considerada é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível, muitas vezes a partir de correntes residuais do processo de produção de uma indústria específica.

Para as projeções de geração de energia em sistemas de grande porte, autoprodução de eletricidade, consideraram-se, as seguintes premissas:

• Toda a expansão nova de produção de celulose será autossuficiente em energia elétrica;

• Para a siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerada (rota integrada com coqueria própria, rota integrada sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro;

• Para a indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção física de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução;

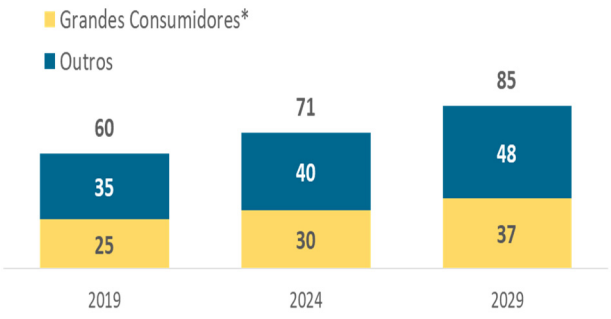
• A autoprodução nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, foi calculada a partir das premissas sobre os respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;

[65] São contratos digitais que automatizam regras e penalidades relacionadas a um acordo.

• A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída de grande porte permita reduzir o consumo na rede em um total de 85 TWh em 2029, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.

Gráfico 9-27 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)



Nota: (*) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.

9.7 Energia Solar Térmica

A energia solar térmica é uma forma adicional de aproveitamento da energia solar. A conversão da energia solar em energia térmica consiste na absorção da radiação solar e na transferência, sob forma de calor, para um elemento que fornecerá determinado serviço energético. Em geral, a energia solar térmica é destinada ao aquecimento de água em edificações e em processos produtivos na indústria. O sistema de aquecimento (SAS) solar de água é composto pelos coletores solares e pelo reservatório térmico, local onde fica armazenada a água aquecida. Os SAS possuem equipamentos auxiliares de aquecimento, que podem utilizar energia elétrica ou gás, e são ativados em períodos de baixa intensidade solar. Os padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE, coordenado pelo PROCEL e INMETRO.

Apesar de ser uma substituição entre fontes de energia, a maior penetração de energia solar térmica apresenta efeitos similares à promoção da eficiência energética, que pode gerar externalidades em várias dimensões. Para os consumidores, a utilização de SAS pode reduzir o gasto total com energia. Para o setor elétrico, o seu uso pode postergar novos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia, devido à possibilidade do deslocamento da demanda de ponta. Finalmente, o uso de SAS pode contribuir com a redução de emissões de GEE, por se tratar de uma fonte de energia limpa.

A difusão do uso de energia solar térmica é avaliada pela área total de coletores instalados no país. A área total acumulada de coletores atingiu cerca de 16,5 milhões m^2 em 2018, equivalente a 11,5 GW_{th}[66]. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m^2 em 2005 para 1.250 mil m^2 em 2018, ou seja, crescimento de aproximadamente três vezes no período. Destaca-se que o setor residencial é o principal destino dos coletores, cuja participação foi de 67% da área nova instalada em 2018. Já os setores comerciais e serviços respondem por 25% dessa área e o setor industrial por 8% (ABRASOL, 2018).

SETOR RESIDENCIAL

No setor residencial, a energia solar térmica é destinada majoritariamente para o aquecimento de água para o banho. Assume-se no PDE 2029 que a difusão de tecnologias de aquecimento solar térmico no setor, bem como a expansão da rede de distribuição de gás natural, reduz o uso de eletricidade para aquecimento de água. Dessa forma,

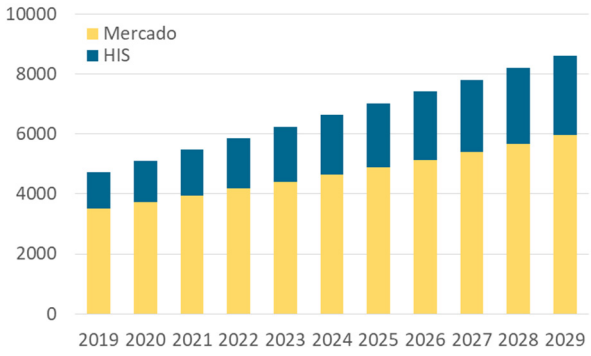
[66] Consideramos que um metro quadrado de coletor solar equivale a 0,7 $kW_{th,}$, conforme ELETROBRAS (2012).

no horizonte desse plano, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à energia solar é estimado em função do número de domicílios que substituem chuveiros elétricos por SAS.

A área de coletores solares instalados atingiu 12,0 milhões de m^2 no setor residencial em 2018, equivalente a 8,4 GW_{th}. Nas últimas décadas, a difusão de SAS foi o resultado conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e induções decorrentes de políticas públicas no âmbito dos municípios, dos estados e da União. Dentre essas políticas, destacam-se as políticas de Habitação de Interesse Social (HIS) que tornaram obrigatório ou incentivaram o uso da tecnologia para determinadas tipologias ou públicos alvo. Estima-se que o número de domicílios com SAS tenha atingido 4,3 milhões de residências em 2018, sendo um milhão de HIS.[67]

No horizonte decenal, espera-se que a adoção de SAS ainda seja o resultado de fatores de mercado e de políticas de indução. De acordo com o Gráfico 9-28, estima-se que em 2029, a quantidade de domicílios com essa tecnologia pode totalizar 8,6 milhões de unidades ou cerca de 10% do número total de domicílios estimados para esse mesmo ano. Por ser uma tecnologia com custo inferior à geração de energia fotovoltaica, a ampliação da utilização de SAS nas residências mostra-se uma opção para o aproveitamento da energia solar, dada a expectativa de elevação da renda média das famílias nos próximos anos. Adicionalmente, em termos de políticas de indução, os programas de HIS poderão ter impacto relevante nos próximos dez anos. A portaria 643 de 2017 do Ministério das Cidades, atualmente Ministério do Desenvolvimento Regional, que dispõe sobre a utilização de sistemas alternativos de geração de energia no âmbito do programa Minha Casa Minha Vida do governo federal, por exemplo, poderá contribuir com a expansão de SAS no setor. Assim, avalia-se que quantidade de HIS com essa tecnologia para aquecimento de água possa chegar a 2,6 milhões de domicílios em 2029.

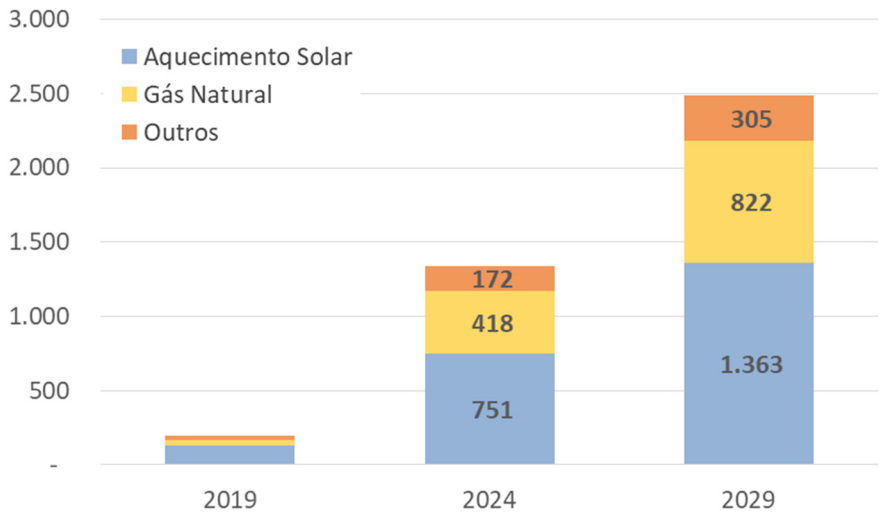
Gráfico 9-28 – Número de domicílios com SAS (mil unidades)



No PDE 2029, a projeção do consumo médio de chuveiro elétrico pelas famílias é realizada em função da evolução do número de moradores por domicílio e o consumo específico dos chuveiros, considerando o seu ganho de eficiência energética ao longo do tempo. Nesse sentido, o consumo evitado de eletricidade nas residências devido à substituição de chuveiros elétricos por SAS incorpora tanto mudanças demográfica quanto a evolução tecnológica dos equipamentos. Conforme o Gráfico 9-29, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir 1,4 TWh em 2029, ou cerca de 55% do consumo evitado quanto consideramos todas as outras fontes.

[67] Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha 3m² e 2m² no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

Gráfico 9-29 - Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água no setor residencial (GWh)



BOX 9.5 – ENERGIA SOLAR TÉRMICA NAS INDÚSTRIAS

De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE 2019), o setor industrial foi o maior demandante de energia entre todos da economia nacional em 2017, com participação de quase 33% no consumo energético final do país. Da totalidade da energia consumida pelas indústrias em 2017, enquanto a eletricidade teve participação de 20%, 43% foi realizada a partir de fontes não renováveis, que envolvem gás natural, GLP, carvão mineral (e coque), óleo combustível, nafta, querosene, coque de petróleo, etc.

Dados os compromissos assumidos de redução das emissões de gases de efeito estufa no Acordo de Paris ratificados pelo Brasil em setembro de 2016 e a importância que o setor industrial possui para o alcance da meta, encontrar possibilidades para a substituição das fontes fósseis utilizadas como combustíveis nos processos térmicos (geração de calor) das indústrias tornou-se relevante para o futuro do país, uma vez que frequentemente a esse uso se associa parcela de consumo de combustíveis fósseis.

Nesse sentido, entre uma das opções tecnológicas disponíveis para a indústria, que utilizam energias renováveis encontram-se as aplicações baseadas em energia solar térmica, cujo potencial de oferta se traduz nos bons índices de incidência de radiação solar no território brasileiro.

Do ponto de vista do consumo, por sua vez, a demanda térmica industrial é significativa: representa cerca de 80% do consumo da energia final do setor industrial brasileiro, com quase 60% deste total referindo-se a processos que demandam calor a baixas - até 150º C - e médias temperaturas -entre 150º C e 400º C (Solar Payback, 2018). Nesse caso, destacam-se como potenciais indústrias tais como a de produção de papel e celulose, alimentos & bebidas e têxtil.

Por outro lado, cabe destacar que nesse potencial de aproveitamento é necessário considerarem-se as limitações técnicas do recurso solar, incluindo períodos de disponibilidade (noite e em dias nublados e chuvosos), sendo necessário ter em mente a necessidade de consorciar-se o aproveitamento solar térmico com outras fontes de energia e/ou com sistemas de armazenamento de calor (Mekhilef et al, 2011).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> A eficiência energética em 2029 (21 milhões de tep) representará 9% do consumo final energético do Brasil em 2018.

> A energia elétrica conservada em 2029 (40 TWh) corresponderá à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 9,3 GW, equivalente a uma UHE Itaipu (parte Brasileira) e uma UHE Itumbiara.

> Em 2029, o volume de combustível poupado (350 mil barris por dia) será de 16% do petróleo produzido no País em 2018.

> Na indústria, a conservação de energia representará aproximadamente 6% da demanda de energia final prevista em 2029. Já a conservação de eletricidade representará 4,2%, equivalente ao consumo atual dos setores das indústrias de mineração e pelotização e do transporte ferroviário (15,5 TWh).

> No setor de transportes, somente com a eficiência de cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 7% em 2029.

> No setor residencial, estima-se que a conservação de energia elétrica nas residências possa atingir 8 GWh em 2029, correspondente à 3,7% do consumo total de eletricidade nas residências no mesmo ano.

> Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída, em 2029 haverá 1,3 milhão de adotantes, totalizando 11,4 GW, que exigirão quase R$ 50 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2.300 MWmédios, suficiente para atender 2,3% da carga total nacional no final do horizonte.

> Dentre as tecnologias de geração, a fotovoltaica é a mais representativa, com 86% da capacidade instalada, e 63% da energia gerada. Através do modelo de autoconsumo remoto e geração compartilhada se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica. São fontes que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, ganhar espaço da fonte solar.

> Para a autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede estima-se que essa geração permita reduzir o consumo na rede em um total de 85 TWh em 2029, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.

> O consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir 1,4 TWh em 2029, ou cerca de 55% do consumo evitado quanto consideramos todas as outras fontes.

10. Análise Socioambiental

O conceito de sustentabilidade orientou a análise socioambiental do PDE 2029 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.

A análise socioambiental do PDE 2029 tem como objetivo:

1) contribuir para a **definição da expansão do decênio**;

2) avaliar, com base na expansão decenal, as principais questões socioambientais, por meio de **análise socioambiental integrada**. Esta analisa qualitativamente as principais interferências da expansão, relacionando-as às sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, através de *temas socioambientais* (EPE, 2012);

3) indicar os *temas prioritários* para a gestão ambiental do setor, antecipando questões socioambientais importantes e que podem representar riscos para a expansão, bem como vislumbrando oportunidades relacionadas à expansão planejada;

4) elaborar análise das **emissões de gases de efeito estufa (GEE)** da expansão prevista.

O resultado da análise socioambiental do PDE 2029 será apresentado nessa ordem neste Capítulo.

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 2029" (EPE, 2019).

10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão

Desde as etapas iniciais do planejamento energético, busca-se a inserção da variável ambiental nos estudos de planejamento e a minimização dos impactos socioambientais da expansão. Os estudos variam conforme a natureza do projeto e, de maneira geral, evitam interferências em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental, como pode ser observado a seguir:

Nos estudos iniciais de linhas de transmissão (**relatórios R1 e R3**), na definição dos corredores e traçados, respectivamente, são evitadas interferências em áreas protegidas e outras áreas nas quais se identifique sensibilidade socioambiental relevante. A análise socioambiental nessas etapas iniciais também permite visualizar possíveis complicadores para a implantação dos empreendimentos, o que se refletirá no custo e no prazo de sua implantação.

Para os estudos de **inventário hidrelétrico**, fase inicial de identificação de projetos hidrelétricos, critérios ambientais são considerados na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. Busca-se nessa análise, por meio da comparação das alternativas, a minimização dos impactos socioambientais negativos e a maximização dos positivos. No final do estudo é realizada **a Avaliação Ambiental Integrada (AAI)**, que avalia os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos que compõem a alternativa selecionada no inventário hidrelétrico.

BOX 10.1 – ESTUDOS DE INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO PARTICIPATIVOS: MAIOR INTEGRAÇÃO ENTRE SETORES AMBIENTAL E ELÉTRICO

Essa é uma nova forma de desenvolvimento de estudos de inventário hidrelétrico, que propõe incluir os órgãos ambientais e possivelmente outras instituições na fase de identificação dos aproveitamentos hidrelétricos.

A partir da interação com os órgãos ambientais na fase de planejamento, busca-se melhorar a dinâmica do processo de implantação de um projeto e, assim, antecipar questões críticas, aumentando a segurança e a previsibilidade do andamento dos empreendimentos.

O primeiro estudo de inventário no modelo foi aprovado este ano para o rio Pardo, em ação integrada entre Aneel e Imasul (órgão ambiental do Mato Grosso do Sul).

Na etapa seguinte, dos estudos de viabilidade de um projeto hidrelétrico, é elaborado o **Estudo de Impacto Ambiental (EIA)**, onde são avaliados os impactos ambientais da usina, a partir de diagnóstico ambiental e socioeconômico da região, e sugeridas medidas e programas que minimizem os impactos negativos e maximizem os positivos. Ainda nessa fase, de acordo com as características do projeto, outros estudos também podem ser solicitados, como o Estudo do Componente Indígena (ECI).

Já no caso de petróleo e gás, nos estudos de longo prazo, são identificadas áreas de alta complexidade socioambiental para a exclusão de volumes de petróleo e gás natural nos cálculos das curvas de produção.

Sendo assim, 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 2029, a variável ambiental contribui para a definição da expansão prevista por meio das seguintes análises:

1) ***análise processual das usinas hidrelétricas***, com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs. A análise considera os prazos para os estudos ambientais e de engenharia, para o licenciamento ambiental e para a construção, levando em conta as características individuais e as informações mais atualizadas de cada projeto. São também considerados prazos adicionais para projetos com interferências em áreas protegidas ou que tenham que solucionar demandas técnicas, jurídicas e administrativas. Para a realização da análise processual são considerados os projetos que estão na fase de estudos de viabilidade.

Foram analisadas 47 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel. Desse conjunto, 26 UHEs estão situadas em áreas protegidas ou com os estudos parados. Das outras 22 UHEs, considerando a situação do andamento dos estudos, o processo de licenciamento ambiental e os prazos adotados na metodologia, o resultado indicou que apenas 9 UHEs teriam data de operação possível no horizonte decenal.[68] (ver Capítulo 3 - Geração de Energia e Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029");

2) ***análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural***, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. Para as áreas da União, são descontados volumes de recurso sob áreas sensíveis e para as áreas com contratos de concessão, é realizada a classificação da

[68] Essas UHEs fazem parte da carteira de projetos oferecida para os cinco últimos anos do horizonte decenal, uma vez que os cinco primeiros anos são compostos por UHEs que já foram contratadas nos leilões de energia.

complexidade e estimado o tempo para o licenciamento ambiental.

Foram analisadas 23 Unidades Produtivas da União (UPUs). O resultado indicou uma redução de 14 e 17% do volume previsto para gás natural e petróleo, respectivamente, nas áreas da União ao longo do decênio. Quanto às áreas com contratos de concessão, foram analisadas 783 Unidades Produtivas (UPs), das quais 72 foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Excluindo-se as unidades onde já há atividades de E&P[69], restaram 16 UPs, as quais foi aplicado o prazo adicional para o licenciamento ambiental.

Entretanto, destaca-se que não foi necessário atribuir esse tempo adicional às previsões de início de produção, uma vez que os prazos demandados pela logística e infraestrutura, para essas UPs, já superavam os tempos esperados para o licenciamento ambiental. (ver Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural e Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029").

Dessa forma, a variável ambiental contribui para os modelos da expansão, sendo incorporada nos resultados da oferta de energia apresentada nesse PDE 2029

Vale ressaltar que outros estudos têm sido desenvolvidos no âmbito do planejamento energético e seus resultados poderão ser incorporados nos próximos ciclos do PDE. Um exemplo desses estudos são as Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) que 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.

BOX 10.2 – COMPARTILHAMENTO DE EXPERIÊNCIAS ENTRE O PLANEJAMENTO E O LICENCIAMENTO AMBIENTAL PARA EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO

Em outubro de 2018 ocorreu, por iniciativa do Ibama e adesão da EPE, MME, Aneel e ONS, um evento de dois dias tendo como foco principal a inserção da componente socioambiental no planejamento, outorga, implantação e operação de empreendimentos de transmissão. No formato de workshop, foram elaborados conjuntamente, na ocasião, diagnósticos e plano de ação para diversas questões previamente apontadas como possíveis gargalos ou pontos a melhorar no processo, abrangendo desde os estudos preliminares dos empreendimentos, desenvolvidos pelo MME e EPE, até sua operação e manutenção.

Um dos principais desdobramentos do evento tem sido a realização de reuniões periódicas entre o Ibama, EPE e MME, visando o compartilhamento de experiências entre os planejadores e o órgão licenciador federal, de forma que haja retroalimentação nos dois sentidos. Outra medida acordada no evento foi a elaboração, pela EPE e ONS, de critérios associados a segurança do sistema para definição de linhas de transmissão em circuito duplo (na mesma linha de transmissão) ou em dois circuitos simples (em duas linhas separadas e paralelas), tema recorrente no planejamento e no licenciamento ambiental da transmissão. Essas e outras medidas derivadas daquele evento tendem a resultar em empreendimentos mais otimizados do ponto de vista socioambiental e em maior previsibilidade nos licenciamentos, o que, em última análise, minimiza riscos para o empreendedor e riscos de atraso na entrada em operação das instalações planejadas

[69] As UPs excluídas são unidades que já eram campos em produção (29) e UPs onde atividades de E&P têm sido desenvolvidas e licenciadas recentemente (27).

BOX 10.3 – DESAFIOS E INICIATIVAS DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Nos últimos anos, podem ser destacados alguns desafios que permeiam questões socioambientais associadas ao setor de petróleo e gás natural.

O desenvolvimento das atividades de E&P em áreas de nova fronteira exploratória representa grandes oportunidades e também riscos, pelo baixo nível de conhecimento. Neste sentido, podem ser citados os desdobramentos do processo de licenciamento ambiental na Margem Equatorial, relacionados à descoberta de recife de algas calcárias na bacia da Foz do Amazonas e às preocupações sobre o atendimento ao cenário de pior caso de derramamento de óleo. Essas questões levaram ao indeferimento de licenças ambientais para atividades de exploração na região e a discussão permanece em pauta.

Em relação a aprimoramentos regulatórios para o setor de petróleo e gás, a ANP está revisando a Resolução nº 27/2006 que trata de descomissionamento de instalações. Isto porque, no Brasil, existem algumas instalações que encerraram as atividades e demandam descomissionamento para a sua correta desativação e recuperação ambiental. Para tal, há necessidade de adequação da regulamentação, qualificação de pessoal e desenvolvimento de serviços específicos.

No campo do planejamento, buscando antecipar questões que historicamente oneram o licenciamento ambiental, estão sendo realizadas as primeiras Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). Os Estudos Ambientais de Área Sedimentar do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe estão sendo conduzidos pela EPE e pela ANP, respectivamente, e serão acompanhados por grupos interministeriais compostos por MME, MMA e instituições vinculadas. Em 2017, o Conselho Nacional de Política Energética consolidou as AAAS como subsídios ao planejamento das Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios, mantendo a manifestação conjunta entre MME e MMA para áreas cujas avaliações não tenham sido concluídas. Para maiores informações sobre o EAAS Solimões, visite: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes

Adicionalmente, estão em andamento discussões no âmbito do Novo Mercado de Gás Natural e do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate). Essas iniciativas promovem o aperfeiçoamento das políticas para solucionar entraves ao desenvolvimento das atividades, por meio do amplo diálogo e articulação com os atores. Um dos temas discutidos no Reate é o aproveitamento de recursos petrolíferos não convencionais com a utilização da técnica de fraturamento hidráulico, sobre o qual está prevista a execução de projeto piloto para avaliar e monitorar os impactos, além de capacitação técnica.

10.2 Análise Socioambiental Integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia.[70]

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 expansão de energia no horizonte decenal apresenta o conjunto dos projetos planejados permitindo a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento pode apontar áreas sujeitas a sobrecargas de seus recursos naturais ou à pressão sobre ambientes frágeis, necessitando, desta forma, de atuação mais estratégica para lidar com os novos empreendimentos. Outro aspecto da espacialização dos projetos planejados é a possibilidade de visualização de sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes ou a otimização da expansão da transmissão, que contribui para um planejamento mais eficiente do setor energético brasileiro.

Destaca-se que foram mapeados os projetos contratados.[71] A expansão de energia elétrica indicativa é estimada por subsistemas, devido a possibilidade de alternativa locacional dos projetos, e seu mapeamento para cada uma das fontes planejadas pode ser visto na Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029" (EPE, 2019). No caso de exploração e produção de petróleo e gás natural, a expansão indicativa é apresentada na indicação de Unidades Produtivas da União (UPUs), que também estão mapeadas na Nota Técnica. Dessa forma, a Tabela 11-10 no capítulo XI apresenta o conjunto de projetos energéticos do PDE 2029.

A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável por aumento de aproximadamente 4,6 GW (UHE: 1,9 GW; PCH: 2,7 GW) na oferta de energia elétrica no horizonte decenal. No Norte e Centro-Oeste, onde está o maior potencial remanescente, estão localizadas as UHEs com as maiores potências do decênio (3 UHEs; 1,1 GW), além das PCHs na porção central da região Centro-Oeste. As outras 7 UHEs (0,8 GW) localizam-se no Sul, região que também tem expansão relevante de PCHs. É também observada a expansão de PCHs no Sudeste. A expansão nessas duas regiões tem como vantagem a proximidade aos centros de carga. No Nordeste observa-se expansão de poucas PCHs.

Com relação **empreendimentos eólicos, está prevista a expansão de 24 GW localizados majoritariamente nas regiões Nordeste e Sul**, onde estão os maiores potenciais eólicos do país. Destaca-se que a região Nordeste concentra todos os parques eólicos contratados (3,5 GW) e 80% da expansão indicativa planejada. Já para a região Sul está previsto 20% da potência da expansão indicativa.

As usinas fotovoltaicas planejadas ocorrem no Nordeste (principalmente no semiárido) e no Sudeste, em áreas de elevada incidência de irradiação solar, com expansão aproximada de 8,5 GW. Cerca de 1,5 GW corresponde à expansão contratada sendo a maior parte localizada na região Nordeste.

As termelétricas a gás natural, diesel, nuclear e carvão devem aumentar a oferta de energia elétrica em 28,1 GW no horizonte decenal**.** Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 7,1 GW de potência no sistema a partir de nove novas UTEs, sendo seis UTEs a gás natural, duas a diesel e uma nuclear. As unidades contratadas estão localizadas predominantemente na região costeira, próximas aos centros de carga, da fonte de

[70] Um resumo da expansão prevista no PDE 2029 é apresentado no item 11 - Consolidação dos resultados.

[71] Para a energia hidrelétrica também foi mapeada a expansão indicativa uma vez que para essa fonte são estimados projetos para o período indicativo.

combustível ou da malha de gasoduto. Na expansão indicativa está prevista a entrada de 21 GW, com predomínio de UTE a gás natural, sendo 14,9 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 5,2 GW no subsistema Sul e 0,9 GW no Nordeste.

Para as **usinas termelétricas a biomassa estima-se a instalação de 2,4 GW** no próximo decênio. Desses, 584 MW já estão contratados, sendo 398 MW de usinas a bagaço de cana. Os projetos contratados localizam-se predominantemente no Sudeste e Centro-Oeste. A expansão indicativa também se concentra no Sudeste e Centro-Oeste com predominância de usinas a bagaço de cana (1.050 MW), seguida por usinas a cavaco de madeira (600 MW) e biogás (210 MW). Ressalta-se que há projetos contratados isolados no Sul, Nordeste e Norte.

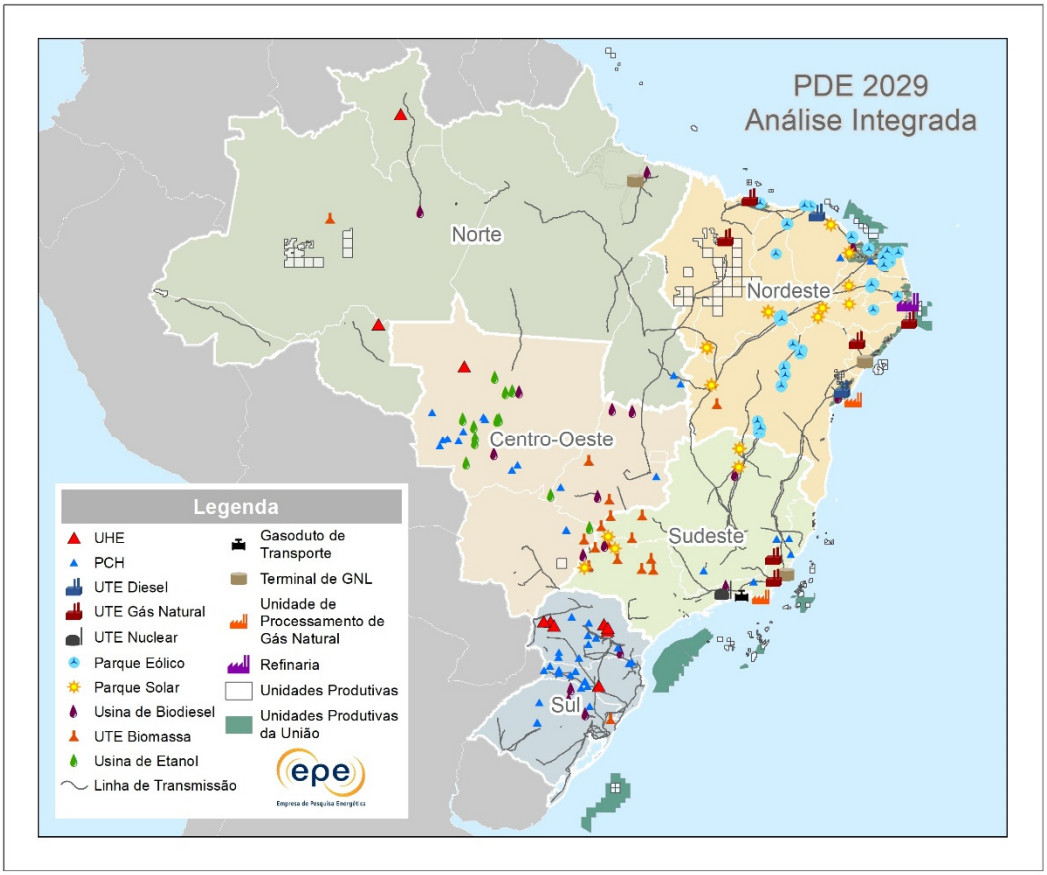
A expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 48.998 km, ou seja, um aumento de 33% na extensão do sistema. Observa-se que parte significativa da expansão ocorre nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas e interligam regiões isoladas do SIN, como o estado de Roraima e a região oeste do Acre. Além disso, essas LTs visam escoar a geração das UHEs Belo Monte e Bem Querer, no Norte, e das usinas eólicas, fotovoltaicas e térmicas, no Nordeste e no Sudeste. Nota-se também grande expansão na região Sul, com troncos de LTs interligando os estados da região e permitindo escoamento de geração do parque eólico existente e das UHEs e PCHs planejadas. A ampliação da rede ocorre também para atendimento ao aumento da demanda por energia elétrica, em especial nas capitais, havendo neste caso, expansão em todas as regiões brasileiras.

Para os empreendimentos de petróleo e gás natural, está previsto o início da produção de recursos convencionais em 276 UPs (Unidades Produtivas), em áreas contratadas, e em 23 UPUs (Unidades Produtivas da União) em áreas não contratadas. **As UPs *onshore* se concentram principalmente no Norte e Nordeste, enquanto as UPs *offshore* estão concentradas principalmente na região Sudeste,** com ocorrência também no Nordeste, ao longo da margem equatorial, e no Sul. Em relação ao abastecimento, estão previstos três terminais de regaseificação: no porto de Açu, no Sudeste, no porto de Sergipe, no Nordeste, e no porto de Vila do Conde, no Norte. Também está prevista a ampliação da capacidade de processamento, com a instalação do 2º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Recife. Há ainda um gasoduto com 11 km no Rio de Janeiro. Quanto às UPGNs, é prevista a instalação de duas, uma no Rio de Janeiro e outra na Bahia.

Para o etanol, está planejada a entrada em operação de 14 usinas localizadas no Centro-Oeste. Destas, quatro são *flex* (milho e cana-de-açúcar) e nove são *full* (milho), totalizando 2,6 bilhões de litros de etanol de capacidade adicional. Ainda se soma uma usina de cana (1,4 Mtc). A previsão da oferta de etanol é passar de 34 bilhões de litros, em 2020, para 47 bilhões de litros, em 2029. A indústria sucroalcooleira predomina na expansão indicativa da oferta. Destaca-se também o crescimento da produção de etanol de milho e etanol 2G, com estimativas de produção de 4 bilhões e 760 milhões de litros em 2029, respectivamente.

Já para o biodiesel, está prevista a instalação de oito novas usinas e nove ampliações, em todas as regiões do País. A maior parte está situada no Centro-Oeste e no Sul, regiões onde se observam as maiores concentrações de produção de soja do país. O cenário de oferta de biodiesel prevê expansão de aproximadamente 65% no horizonte decenal, passando de cerca de 6,9 bilhões de litros, em 2020, para 11,4 bilhões de litros em 2029.

Figura 10 - 1- Localização dos projetos previstos no PDE 2029



TEMAS SOCIOAMBIENTAIS

Os temas socioambientais têm o objetivo de sintetizar as interferências significativas ao meio ambiente e à sociedade do conjunto de projetos planejados, considerando as sensibilidades identificadas para cada região do país (EPE, 2012). Os temas são revistos a cada elaboração do Plano de acordo com a expansão prevista e as interferências a ela relacionadas.

A análise visa indicar aquelas **interferências que merecem maior atenção associadas ao planejamento da expansão** da oferta de energia no horizonte decenal. Portanto, não se pretende contemplar todos os possíveis impactos socioambientais dos projetos.

Vale destacar que, **desde a fase de planejamento e licenciamento, até a operação dos empreendimentos, são adotadas medidas para evitar, reduzir ou compensar os impactos negativos**. As medidas estão em constante evolução e sua eficiência aumenta à proporção que o conhecimento sobre os impactos e as tecnologias evoluem.

É importante esclarecer que os riscos de acidentes associados a algumas fontes de produção de energia, como por exemplo os eventuais riscos de vazamento de óleo no mar ou da radiação de usinas nucleares, não são refletidos nos temas socioambientais. Por outro lado, essas questões são bastante discutidas entre o setor energético e ambiental, especialmente nos processos de licenciamento dos empreendimentos, e também são abordadas na Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029" (EPE, 2019).

Sendo assim, a análise socioambiental integrada do PDE 2029 contempla **10 temas socioambientais**, apresentados a seguir:

Fauna

O tema busca refletir interferências sobre a fauna (vertebrados), que podem levar à perda de indivíduos e à transformação de ambientes relevantes ou únicos.

Para a geração hidrelétrica, o tema se sobressai pelas interferências dos empreendimentos sobre a fauna aquática, especialmente a ictiofauna. Ao se considerar a expansão de UHEs no Norte e no Centro-Oeste, o tema se destacou devido à sensibilidade associada à alta diversidade e à abundância de ambientes únicos, onde comumente há elevado grau de endemismo. No Sul, observa-se a concentração de empreendimentos planejados e existentes em uma mesma bacia, podendo gerar efeitos cumulativos e sinérgicos dada a fragmentação das rotas migratórias dos peixes.

No caso das PCHs, o tema é relevante no Sul, Sudeste e Centro-Oeste, em função de possíveis interferências em áreas importantes para a ictiofauna, associadas ainda a possibilidade de efeitos cumulativos e sinérgicos decorrentes da quantidade de barramentos.

A relação entre a ictiofauna e os empreendimentos hidrelétricos é amplamente estudada por universidades, institutos de pesquisa, órgãos ambientais e agentes do setor elétrico. Os estudos permitem conhecer e monitorar as populações de peixes e desenvolver medidas mitigadoras, como os sistemas de transposição de peixes.

Nas regiões Nordeste e Sul, onde está prevista a expansão eólica, o tema é importante em função da susceptibilidade de determinados grupos da fauna ao funcionamento dos aero geradores, caso de aves e morcegos.

Posto isto, ressalta-se a necessidade de aprofundar o conhecimento relacionado às populações de aves e morcegos dessas regiões, de modo a subsidiar a adoção de medidas para evitar, mitigar e compensar os impactos sobre estes animais. Com o mesmo objetivo, adaptações construtivas e sinalização adequada já são medidas atualmente utilizadas.

Para a exploração e produção de petróleo, o tema foi considerado relevante no Sudeste e no Nordeste em função das interferências na fauna marinha provocadas pela atividade sísmica (em especial nos golfinhos e nas aglomerações reprodutivas de peixes) e devido às interferências de embarcações e estruturas submarinas associadas à atividade.

No Sudeste, o tema se torna relevante devido ao efeito cumulativo nos ecossistemas marinhos, considerando o grande número de projetos existentes e planejados. Já no Nordeste, a relevância do tema reflete a sensibilidade das regiões onde estão previstas as atividades de E&P, que se caracterizam pela presença de ambientes de baixa profundidade, próximos da costa e com biodiversidade elevada

Cabe mencionar que os setores energético e ambiental têm empreendido esforços conjuntos para melhor gerenciamento das questões ambientais sensíveis às atividades petrolíferas, promovendo discussões e desenvolvendo instrumentos e tecnologias voltadas para a redução de impactos.

Organização territorial

O tema[72] está relacionado à atração de contingentes populacionais e à pressão sobre a infraestrutura local e seus equipamentos e serviços. Além disso, busca retratar potenciais conflitos de uso e ocupação do solo associados à implantação de projetos energéticos em áreas historicamente utilizadas pela população.

Em relação à expansão hidrelétrica, na região Norte, de forma geral as cidades são menos estruturadas e, portanto, mais sensíveis à pressão sobre a infraestrutura decorrente da implantação dos

[72] Tema com conceito ampliado nesse PDE de forma a considerar o impedimento do acesso de populações a áreas antes utilizadas para a circulação e atividades tradicionais e de subsistência. O ícone foi alterado para refletir melhor o tema.

projetos. Já no Sul, que se caracteriza por cidades mais estruturadas por equipamentos e serviços, a sensibilidade em relação à pressão sobre a infraestrutura urbana e regional é menor. Contudo, a previsão de vários projetos em uma mesma bacia e a proximidade de alguns destes com as sedes municipais trazem relevância para o tema.

Para os empreendimentos eólicos, o tema foi considerado relevante no contexto da região Nordeste, em que estudos apontam interferências de empreendimentos na dinâmica territorial e nos modos de vida de comunidades locais, por meio de restrições de acesso e uso a áreas antes utilizadas para subsistência e lazer. Essa situação pode criar ou acirrar conflitos e, por este motivo, merece atenção.

Em relação às linhas de transmissão planejadas, no Norte, observa-se o efeito cumulativo de interferência em assentamentos de reforma agrária. Ainda que essas interferências sejam evitadas na definição dos traçados, na região há grandes extensões de áreas de maior restrição, como unidades de conservação e terras indígenas, o que, frequentemente, força a passagem pelos assentamentos.

Paisagem

O tema considera o impacto visual em paisagens naturais e urbanas e refere-se tanto à alteração de áreas de relevante beleza cênica, sobretudo nos locais com potencial turístico, quanto à percepção visual da população em relação a inserção de um empreendimento na paisagem local.

Para a expansão eólica, em função da transformação que os projetos trazem para a paisagem, o tema foi considerado relevante na região Nordeste, dada a concentração de projetos eólicos na paisagem litorânea, em locais turísticos de grande beleza cênica.

Com relação às linhas de transmissão, no Sul e no Sudeste, a relevância do tema é reflexo das interferências em regiões serranas, de reconhecida beleza cênica, e em paisagens urbanizadas, devido às linhas para atendimento a áreas de expansão urbana.

Com intuito de diminuir essas interferências, tem se optado pelo uso de subestações e torres compactas, que ocupam menor área e em áreas mais adensadas, frequentemente, os empreendimentos têm sido preconcebidos como subterrâneos.

Povos e terras indígenas

Esse tema está vinculado à diversidade étnica; à questão territorial; à necessidade de gestão dos conflitos pelo uso de recursos nas terras tradicionalmente ocupadas pelos povos indígenas; e à demanda dos povos indígenas por maior participação nas discussões de empreendimentos energéticos. Parte das questões mencionadas é tratada nos estudos de inventário hidrelétrico e no processo de licenciamento ambiental, no âmbito dos Estudos do Componente Indígena (ECI).

O tema é particularmente relevante para projetos hidrelétricos (UHEs e PCHs) e para as linhas de transmissão na região amazônica, considerando as prováveis proximidades e interferências com povos e terras indígenas. A região abriga 98% das TIs do Brasil que ocupam aproximadamente ¼ da Amazônia. Além das terras regularizadas, há terras tradicionalmente ocupadas pelos indígenas que podem se encontrar fora das TIs. A sensibilidade dos povos indígenas e das terras tradicionalmente ocupadas é reconhecida pela legislação brasileira, que busca garantir seus direitos e disciplinar o uso de recursos para aproveitamento energético em suas terras ou próximas a estas.

Em outra linha, cabe ainda citar duas questões que se referem aos povos indígenas que contribuem para potenciais conflitos em relação à implantação de projetos energéticos: as incertezas relacionadas ao procedimento de consulta previsto na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT e a falta da regulamentação do §3º do artigo 231 da Constituição Federal.

O setor energético trabalha para solucionar essas questões, porém, é apenas um dos atores na discussão, que é complexa e envolve interesses diversos. Nesse sentido, desde 2011, o MME discute a regulamentação do artigo 231 § 3º com a Presidência

da República e outros entes do Governo Federal. Também desde 2012 vem sendo realizadas atividades com o objetivo de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação dos mecanismos de consulta prévia da Convenção 169 da OIT.

O retrato acima comprova a relevância do tema inclusive para a definição da expansão hidrelétrica, já que parte expressiva do potencial se sobrepõe a terras indígenas identificadas, por essa razão, não é considerado viável no horizonte decenal.

Comunidades quilombolas

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 (FCP, 2019), 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 (Comissão Pró-Índio, 2019) e a indefinição regulatória sobre consulta conforme a Convenção 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.

Qualidade do ar

Tema relacionado à emissão de poluentes atmosféricos na geração de energia elétrica ou na produção de combustíveis e que requer maior atenção em áreas onde já há fontes relevantes de emissão.

Para a geração termelétrica, no Sudeste, o tema é relevante tendo em vista a significativa expansão a gás natural prevista em áreas com qualidade do ar já comprometida, em função do alto índice de urbanização e industrialização. Importante destacar que, dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é aquele que apresenta os menores fatores de emissão de poluentes atmosféricos (MP, SO_2 e CO_2).

No Nordeste, o tema se destaca devido aos potenciais efeitos cumulativos da implantação da refinaria prevista, associada a outros empreendimentos emissores de poluentes.

Vale mencionar que atualmente os projetos são concebidos com tecnologias efetivas para abatimento de emissões de poluentes. Alem disso, é frequente o emprego de modelos computacionais para simular, ainda na fase de planejamento, as condições da qualidade do ar considerando o empreendimento e, assim, avaliar sua viabilidade e possiveis adaptações necessárias.

Recursos hídricos

O tema merece atenção pois a implantação de projetos do setor energético pode ocasionar ou intensificar conflitos pelo uso dos recursos hídricos, especialmente em locais onde esses são escassos.

No Plano, o tema é considerado relevante para o Nordeste, em função da baixa disponibilidade hídrica e da previsão de implantação de usinas termelétricas a gás natural e a diesel.

Cabe lembrar que existem medidas de redução do consumo de água na geração de energia que podem evitar tais conflitos e, assim, permitir que a expansão termelétrica ocorra sem prejudicar a população e demais usuários. Dentre essas medidas, pode-se citar o uso de fontes alternativas (água do mar, por exemplo), reuso da água e emprego de tecnologias de resfriamento a ar ou sistemas híbridos ar-água.

Resíduos

Este tema está associado à produção de resíduos sólidos ou efluentes líquidos resultantes dos processos de transformação para geração de energia elétrica e produção de combustíveis. A gestão desses resíduos requer atenção em função da natureza perigosa ou do potencial poluidor.

No caso da geração termonuclear, presente na região Sudeste, o tema é importante pelo fato dos resíduos radioativos exigirem gestão especial e ainda carecerem de local para disposição definitiva. No caso dos elementos combustíveis usados, resíduos de alta atividade, a política brasileira atual é de mantê-los estocados para no futuro ter a opção de reprocessá-los.

Na produção de etanol, na região Centro-Oeste, o tema também se revela importante em função do alto volume de produção de vinhaça previsto. A vinhaça tem potencial poluidor elevado, caso não seja destinada corretamente. De forma geral, este resíduo é utilizado para fertirrigação das culturas de cana. Entretanto, em função do elevado volume projetado para o decênio, espera-se que outras soluções também sejam necessárias, como, por exemplo, o aproveitamento da vinhaça para produção de biogás.

Unidades de Conservação

O tema reflete a importância das unidades de conservação (UCs), que são espaços territoriais instituídos com objetivos de conservação da natureza. Representam áreas com características naturais relevantes, que possuem restrições de uso e requerem gestão especial do território e dos seus recursos ambientais.

Para a expansão de UHEs, esse é um tema relevante na região Norte, dada a proximidade de projetos com UCs e possíveis interferências aos recursos naturais desses espaços. Também contribui o fato de a Amazônia abrigar simultaneamente grandes extensões territoriais de unidades de conservação e significativo potencial hidrelétrico ainda não aproveitado sobreposto e ou próximo a unidades.

Esse panorama faz com que o tema seja relevante inclusive para a definição da expansão hidrelétrica no planejamento. De modo similar, a presença de UCs condiciona o traçado das linhas de transmissão, que busca evitar a interferência nesses territórios mais sensíveis.

Vegetação nativa

O tema busca refletir os efeitos associados à supressão da vegetação nativa, como a perda de habitats e de biodiversidade, tendo em vista ainda a importância das funções ambientais exercidas pela vegetação.

Em relação às UHEs, o tema se destaca no Norte, devido à perda de áreas de vegetação nativa íntegra e com alta diversidade para implantação de projetos de grande porte. Além disso, a vegetação é sensível à degradação por vetores de ocupação associados a novos empreendimentos. Já no Sul, tanto para UHE quanto para PCH, a importância do tema se justifica pela quantidade de projetos e a relevância ecológica dos remanescentes de Mata Atlântica ainda existentes, tendo em vista o grau de ameaça do bioma.

Para os empreendimentos eólicos e fotovoltaicos, destaca-se a expansão na região Nordeste, no semiárido, em remanescentes preservados. Especificamente para as eólicas, são esperadas ainda interferências na faixa litorânea sobre a vegetação de restinga, ambiente já pressionado. A relevância do tema decorre da soma das interferências dos empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e das linhas de transmissão planejados para a região. Destaca-se a importância do licenciamento ambiental para a proposição de medidas e ajuste dos projetos de modo a reduzir o impacto sobre a vegetação.

No tocante às linhas de transmissão planejadas, ainda que a interferência na vegetação seja espacialmente dispersa e bastante minimizada pelas medidas adotadas, a magnitude da expansão torna o tema pertinente para as regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste.

No Sul e Sudeste, esse tema é relevante devido às interferências em vegetação de Mata Atlântica, bioma ameaçado, com poucos remanescentes que sofrem constante pressão pela ocupação humana. Especificamente no Sul, as interferências podem ser agravadas diante da dificuldades de acesso na região serrana. No Norte, o tema é importante ao se levar em conta a sensibilidade da região, com extensas áreas de vegetação nativa preservada, localizadas em regiões remotas com pouca infraestrutura, o que implica na abertura de novos acessos. De forma similar, o Nordeste é sensível em função da deficiente malha viária, que presume a implantação de infraestutura de acessos para os empreendimentos e, consequentemente, uma maior supressão de vegetação.

Vale destacar que o desafio de reduzir a supressão da vegetação levou o setor a desenvolver tecnologias inovadoras e adotar medidas efetivas, como o alteamento das torres e o lançamento dos cabos por drone ou helicóptero, em casos críticos. O setor elétrico também tem discutido outras práticas para otimizar os empreedimentos e minimizar interferências socioambientais. Como exemplo, cita-se a adoção da premissa de empregar linhas de transmissão em circuito duplo nos casos em que dois circuitos são planejados simultaneamente.

BOX 10.4 –BENEFÍCIOS E OPORTUNIDADES DA EXPANSÃO DE ENERGIA DECENAL

Todas as fontes de produção, geração e transmissão de energia trazem algum tipo de impacto ou benefício. A produção de energia é sem dúvida o maior impacto positivo das fontes energéticas. Seja através de combustíveis ou eletricidade, a disponibilidade de energia é condição fundamental para o crescimento do país e para o bem-estar da população.

O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de renováveis (45%). A expansão prevista neste Plano mantém essa característica, 48 % de fontes renováveis em 2029. A escolha por fontes renováveis contribui para a geração de energia com baixas emissões de gases de efeito estufa (ver item 10.3 – Emissões de Gases de Efeito Estufa). Esse benefício está presente em todas as fontes renováveis de energia, que incluem os biocombustíveis, a geração nuclear e até mesmo a geração a gás natural, que em geral possui fator de emissão mais baixo que outros combustíveis fósseis.

A diversificação das fontes para a composição da matriz energética, como proposto neste Plano, é outro ponto favorável, uma vez que cada fonte energética pode trazer os benefícios atrelados às suas características, favorecendo a segurança energética e a modicidade tarifária. Exemplos dessa dinâmica podem ser observados no sistema elétrico, onde as hidrelétricas contribuem com capacidade de suporte à integração de fontes renováveis variáveis, como a eólica e a solar. Enquanto as usinas eólicas, em especial as do Nordeste, proporcionam complementariedade à geração hidráulica nos períodos secos. As termelétricas, que possuem flexibilidade locacional, trazem ganhos de confiabilidade ao sistema elétrico, aumentando a segurança energética do país. As UTEs a biomassa ainda têm potencial para agregar uma série de cobenefícios com o aproveitamento energético de resíduos urbanos, agrícolas e florestais. Outros exemplos também podem ser observados no caso do setor energético, com a produção de etanol e biodiesel, que são combustíveis renováveis utilizados como substituto à gasolina e misturado ao óleo diesel, reduzindo as emissões de poluentes.

Além dos benefícios que podem ser trazidos na composição da matriz energética, também são observados ganhos econômicos e sociais na produção de energia. A geração de emprego e renda decorre da instalação de todos os projetos. Em alguns casos é mais representativa quantitativamente, em outros, favorece regiões mais carentes em oportunidades e recursos, dinamizando a economia local. Por exemplo, a construção de PCHs prevista no decênio deve gerar 53 mil empregos diretos, dispersos em pequenos municípios brasileiros, especialmente no Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Já as fontes solar e eólica, devem criar 23 e 183 mil empregos, respectivamente, no decênio, trazendo oportunidades para o semiárido brasileiro, região economicamente pouco desenvolvida. O setor de petróleo e gás, por sua vez, além da geração de cerca de 52 mil postos de trabalho no horizonte decenal, tem previsão de pagamento de 670 bilhões de reais ao ano em royalties e participações especiais, trazendo recursos para a União, os estados e os municípios.

BOX 10.4 – CONT.

A potencialização do efeito dos impactos positivos deve ser uma constante busca do setor. Medidas de qualificação da mão de obra local e de apoio institucional a municípios para o melhor gerenciamento dos recursos recebidos através de impostos, compensação financeira, royalties ou participações especiais dos projetos implantados devem ser estimuladas. Para saber mais sobre os benefícios e impactos socioambientais positivos de cada fonte, consulte a Nota Técnica "Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029" (EPE, 2019).

O mapa da Figura 10-2 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 10-1 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 10 - 2 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2029

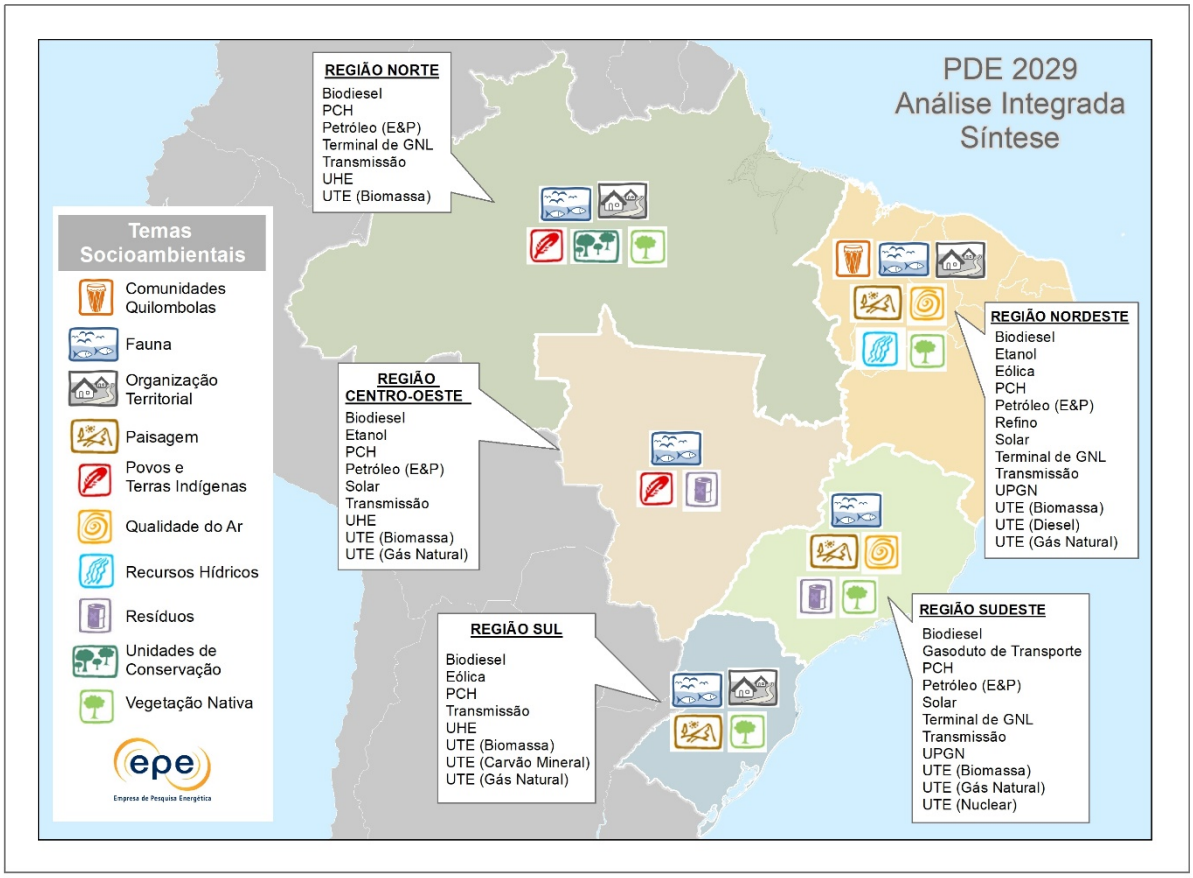


Tabela 10 - 1 - Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2029

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 e Terminais de GNL					
Gasodutos de transporte					
Etanol					
Biodiesel					

Legenda

- Unidades de Conservação
- Organização territorial
- Qualidade do ar
- Vegetação nativa
- Fauna
- Paisagem
- Recursos hídricos
- Interferências inexpressivas
- Comunidades quilombolas
- Povos e terras indígenas
- Resíduos
- Não há projetos planejados

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.
(3) Para os temas socioambientais relacionados a E&P de petróleo e gás natural foram levadas em consideração as principais interferências, não sendo considerados os eventuais acidentes associados as atividades.

Créditos dos ícones: EPE e designed by Flaticon

BOX 10.5 – PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E DIVERSIDADE DOS POVOS INDÍGENAS

Atualmente, no Brasil, a diversidade étnica e cultural dos povos indígenas está distribuída em 305 povos indígenas, falantes de 274 línguas, presentes em cerca de 70% dos municípios brasileiros.

A maior parte dos indígenas autodeclarados se encontra na região amazônica. Os povos indígenas com maior contingente populacional têm entre 30 e 50 mil indivíduos, mas a maioria dos indígenas compõem uma miríade de pequenas sociedades de até 5.000 pessoas (IBGE, 2012). Além destes, há os povos indígenas em isolamento voluntário, sob os quais há poucas informações disponíveis.

As 624 terras indígenas reconhecidas pelo Estado compõem cerca de 13% do território brasileiro, sendo que 98% da extensão delas se encontra na Amazônia, o que representa 25% da Amazônia brasileira. Do universo de quase um milhão de indígenas no Brasil, cerca de 30% vivia em áreas urbanas no Censo de 2010.

O desafio de compatibilizar projetos de aproveitamento energético em territórios indígenas – inclusive em áreas urbanas - e nos quais estes povos realizam os seus próprios projetos de futuro, gera a necessidade de conciliação de políticas intersetoriais que propiciem a manutenção dos recursos ambientais necessários à sua reprodução física e cultural, segundo seus usos, costumes e tradições.

TEMAS PRIORITÁRIOS PARA A GESTÃO AMBIENTAL

Além da indicação dos temas socioambientais que devem ser observados no processo de planejamento, acredita-se que alguns temas se configuram como prioritários para a gestão ambiental no âmbito do setor energético.

A definição desses temas prioritários leva em consideração os aspectos técnicos, jurídicos e institucionais envolvidos e não apenas a frequência com que os temas socioambientais se apresentam associados às regiões e as fontes de energia previstas para o decênio. O objetivo dessa seleção é destacar as questões que podem contribuir para a incerteza associada à expansão de energia planejada e, por esse motivo, impõem a necessidade de se canalizar esforços para tratar esses temas de maneira adequada.

Diante disso, dois temas foram selecionados no PDE 2029 como prioritários: **Povos e terras indígenas e Unidades de Conservação**. Esses temas têm sido indicados como prioritários nos últimos PDEs devido à importância para a definição da expansão e por ainda não ter se chegado a uma solução efetiva dessas questões.

Povos e terras indígenas.

O fato de cerca de 60% do potencial hidrelétrico brasileiro estar sobreposto a terras indígenas traz à tona não só a questão da exploração do recurso hídrico em TIs, mas, principalmente, a discussão de como lidar com as sensibilidades das sociedades indígenas no âmbito do planejamento.

Daí, surgem múltiplos desafios jurídicos e políticos expressos tanto na dificuldade de regulamentação do artigo 231 § 3º, quanto nas incertezas em relação ao procedimento de consulta aos povos afetados, previsto na Convenção nº 169 da OIT. A diversidade cultural e de interesses que perpassam o diálogo com esses povos, bem como as indefinições para lidar com o tema, retratam a complexidade e a relevância do tema.

Ainda que as questões referentes ao aproveitamento dos recursos hídricos nas terras tenham a perspectiva do longo prazo, o desafio que esse cenário representa para a expansão faz com que o tema seja considerado relevante e decisivo para sua definição no horizonte decenal.

Nesse sentido, para a implantação de projetos energéticos nessas áreas, há que se consolidar estratégias institucionais para conciliar as

perspectivas das sociedades indígenas com as demandas de desenvolvimento do setor energético.

Unidades de Conservação.

Em geral, ao se realizar os estudos para a implantação de um projeto de energia, evita-se a instalação em unidades de conservação. Entretanto, em alguns casos o potencial energético está dentro dessas áreas. Logo, esse tema costuma ser determinante ao se levar em conta a dificuldade de se conciliar os propósitos de uma UC com a expansão de oferta de energia, particularmente em situações em que não há alternativa locacional. Essa dificuldade é refletida pelas complexas discussões e negociações entre os atores, envolvendo os interesses diversos, além da complexidade nas tratativas do processo de licenciamento ambiental. Constantemente, esse processo é decisivo para as estratégias de planejamento, o que leva a crer que a busca por soluções que compatibilizem a conservação e a geração de energia permanece como uma questão chave para o setor.

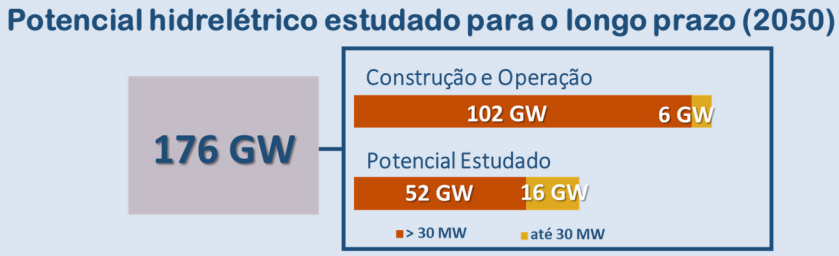
Os temas prioritários identificados podem contribuir para o planejamento estratégico do setor, fazendo com que a gestão das questões socioambientais e dos riscos associados à expansão da oferta de energia seja mais objetiva e efetiva.

Ainda assim, 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 10.6- O POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO E A RELAÇÃO COM AS ÁREAS PROTEGIDAS

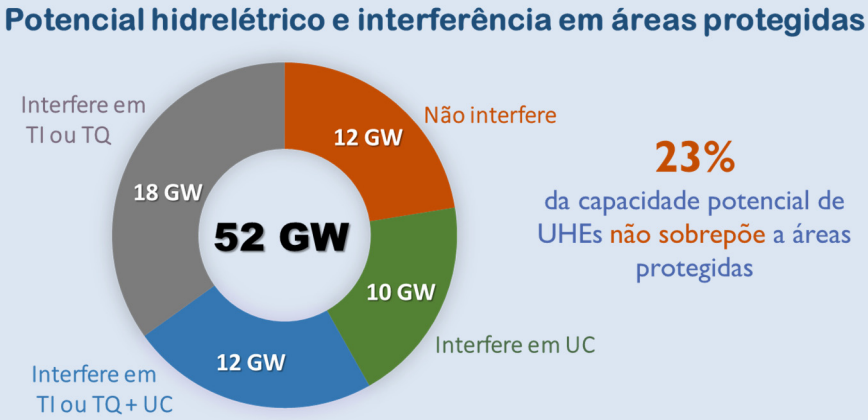
Historicamente, a hidreletricidade tem destaque no Brasil em função do grande potencial existente e das estratégias adotadas ao longo da história do setor elétrico, que elegeu como base um sistema hidrotérmico. Atualmente a hidroeletricidade é responsável por 64% da potência instalada no Brasil (ANEEL, 2019).

O potencial hidrelétrico atual é de **176 GW**, sendo 108 GW em operação e construção e 68 GW de potencial hidrelétrico inventariado. Desses 68 GW, **52 GW são de usinas maiores de 30 MW** de potência instalada e os outros 16 GW de pequenas centrais hidrelétricas – PCHs (EPE, 2018 a e b).



Embora ainda haja potencial considerável disponível, nota-se redução gradual na indicação de usinas hidrelétricas para a expansão nos últimos Planos Decenais. Pode-se inferir que isso é resultado tanto do crescimento significativo de outras fontes renováveis, quanto dos diversos desafios associados ao desenvolvimento de novas usinas hidrelétricas. Muitos têm caráter socioambiental, todavia, há também questões técnicas, econômicas e regulatórias que influenciam na atratividade dos projetos.

Em relação aos desafios socioambientais, destaca-se que, do potencial levantado (52 GW), 77% está localizado em áreas protegidas, como unidades de conservação (UC), terras indígenas (TI) e quilombolas (TQ). Isso reflete o fato de 64% do potencial estar localizado na região Amazônica, em áreas particularmente sensíveis sob a ótica socioambiental.



O cenário traz uma série de incertezas quanto aos encaminhamentos de UHEs, sobretudo aquelas com interferência em áreas protegidas. Como resultado, tem-se número reduzido de projetos em condições de se viabilizar no horizonte decenal, o que ajuda a explicar o decréscimo da expansão hidrelétrica nos últimos anos.

Diante do exposto, verifica-se a importância para o setor de energia do tratamento de questões relacionadas a áreas protegidas como, unidades de conservação e terras indígenas, além do horizonte decenal. Esses temas são decisivos para a definição de expansões futuras.

10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

O Brasil, signatário do Acordo de Paris, se comprometeu em sua NDC à 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 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. Atualmente estão em discussão estratégias e ações necessárias para implementação dos compromissos expressos na NDC brasileira. O assunto é pauta na agenda de diversos órgãos do governo, setor privado, academia e ONGs.

O setor de energia brasileiro se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países.

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 brutas do setor de energia. Como mostrado adiante, as emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis.

PROJEÇÕES

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do país. Em 2029, as estimativas para a trajetória de referência indicam o montante total de 514 $MtCO_2e$ (Tabela 10-2 e Gráfico 10-1). A tendência é de aumento das emissões em todos os setores e a expectativa é de que a distribuição de emissões por setor não se altere significativamente ao longo do horizonte.

Atualmente, os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial, que respondiam em 2018 por 46% e 19% 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 67% em 2029. 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 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 atingindo cerca de 47 bilhões de litros em 2029 e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel[73], cenário este alinhado com as perspectivas de expansão do setor com a adoção da Política Nacional de Biocombustíveis, o Renovabio. Além disso, as projeções de demanda de energia para o setor consideram cenário com ganhos em eficiência energética, alcançados por meio da evolução tecnológica (veículos novos, com melhor rendimento

[7373] A Resolução CNPE n° 16/2018 estabeleceu o incremento gradual da mistura de biodiesel ao diesel mineral, com o B15 previsto para 2023. Entretanto, estão em andamento testes e ensaios para validação e utilização do B15 em motores de veículos.

energético, por exemplo). A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência supera 7% no último ano do horizonte.

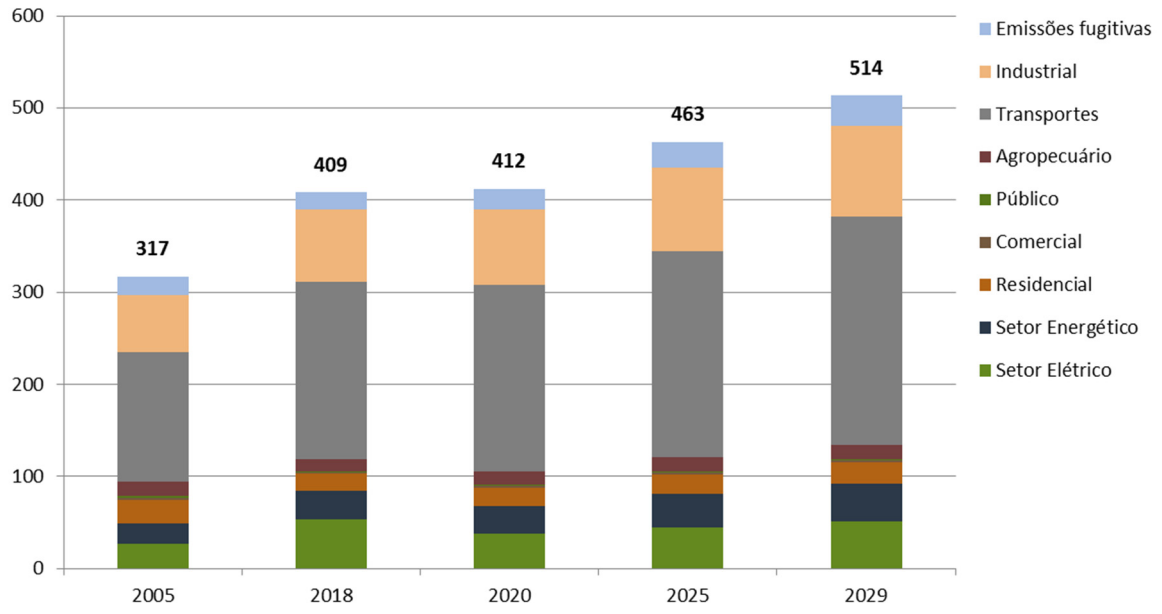
Em relação às indústrias, foi realizada a mesma abordagem quanto aos ganhos de eficiência energética. No caso, são consideradas as tendências tecnológicas que possam aumentar a eficiência de equipamentos e processos, além de cenários de substituição de energéticos. A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é de quase 8% para o último ano do horizonte

Tabela 10 - 2 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2018	2020	2025	2029
			$MtCO_2e$		
Setor Elétrico	27	53	38	45	51
Sistema Interligado Nacional - SIN	21	36	23	27	30
Autoprodução	6	17	15	18	21
Setor Energético	23	32	30	36	41
Residencial	26	18	20	22	23
Comercial	2	1,4	2	2	2,5
Público	2	0,8	1	1	0,9
Agropecuário	16	18	14	15	16
Transportes	140	194	203	224	247
Industrial	62	88	82	91	99
Emissões fugitivas	20	20	22	28	33
TOTAL	317	409	412	463	514

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 10 - 1 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia



No SIN, as emissões de GEE podem variar substancialmente dependendo das condições hidrológicas. Situações de hidrologia desfavoráveis levam à necessidade de acionamento das termelétricas a combustível fóssil. Assim, em anos de baixa pluviosidade o setor emite maiores quantidades de GEE, como foi o caso dos anos 2014 e 2015 quando as emissões superaram 65 $MtCO_2e$. No horizonte decenal, estima-se que em condições hidrológicas médias as emissões voltem a patamares em torno de 25 $MtCO_2e$ em 2020 e 30 $MtCO_2e$ em 2029.

Os resultados da oferta de energia elétrica (simulação da operação) mostram que a geração elétrica a partir de fontes renováveis alcançará 91% em 2029, 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 94% do total da geração de energia elétrica em 2029.

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 2029 procura manter e ampliar essa condição. Considerando que o país cumpra o compromisso absoluto de sua NDC, de 1,3$GtCO_2e$ 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 devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

Nesse sentido, é fundamental que o país procure ampliar o conhecimento sobre os custos de abatimento de emissões nos diversos setores da economia (curvas de abatimento) a fim encontrar e priorizar as medidas mais custo-efetivas.

Tomando como base o terceiro inventário brasileiro de emissões (MCTI, 2016), o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 63% entre 2005 e 2029. Esse incremento é inferior ao esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (72%), conforme Tabela 10-3. Isso significa que, no cenário deste PDE, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2029 ($kgCO_2e$/tep) será menor que aquele verificado em 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia ($kgCO_2e$/PIB) também deverá ser decrescente ao longo do horizonte decenal, chegando em 2029 a 92,9 $kgCO_2e$/R$ mil [2010].

Tabela 10 - 3 - Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2025	2029
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10^6tCO_2e	317	412	463	514
PIB	R$ bilhões [2010]	3.122	4.254	4.910	5.526
Oferta Interna Bruta	10^6 tep	218	298	338	376
Intensidade de carbono no uso da energia	**$kgCO_2e$/tep**	**1.452**	**1.384**	**1.371**	**1.364**
Intensidade de carbono na economia	**$kgCO_2e$/R$ [2010]**	**101,3**	**96,9**	**94,3**	**92,9**

Nota: A equivalência de CO_2 é dada pela métrica do GWP para 100 anos conforme AR5 do IPCC (CH_4=28 e N_2O=265).
Fonte: EPE, considerando dados do MCTIC (2016) e IBGE (dados realizados de emissões e PIB).

ALINHAMENTO COM AS POLÍTICAS EM VIGOR

Os resultados apresentados demonstram que o cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal está totalmente alinhado com o disposto no decreto 9.578/18, que regulamenta a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC).[74] Com efeito, as emissões projetadas para 2020 neste PDE correspondem a uma redução de mais de 50% em relação às emissões projetadas que constam naquele decreto (868 $MtCO_2$ eq).

Embora a meta expressa na NDC brasileira para o ano 2025 seja para o conjunto da economia (não há meta setorial explícita), a comparação dos indicadores mencionados no anexo informativo da NDC com os números da trajetória do PDE 2029 (Tabela 10-4) deixam evidente que o setor de energia vem buscando manter e possivelmente superar o caminho originalmente concebido para a mitigação de emissões proposta na NDC.

Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2029 está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC.[75] 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.

Diante deste cenário e considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs continua sendo justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, a fim de garantir que as emissões decorrentes da produção e uso de energia continuem baixas. A tendência apresentada neste Plano reflete as diversas medidas governamentais para manter essa característica da matriz energética brasileira.

BOX 10.7 – A IMPORTÂNCIA DOS BIOCOMBUSTÍVEIS

Os biocombustíveis, além de renováveis, possuem menores emissões de gases poluentes e de efeito estufa (GEE), quando comparados à gasolina ou ao diesel de petróleo. A iniciativa mais importante para o setor de biocombustíveis é a Política Nacional de Biocombustíveis, conhecida como RenovaBio (Lei nº 13.576/2017). A lei busca fomentar a expansão dos biocombustíveis em padrões mais sustentáveis com a aplicação de dois instrumentos: metas nacionais de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) para a matriz de combustíveis e certificação da produção de biocombustíveis, tratando-se da primeira iniciativa em nível nacional de precificação de carbono. A meta nacional é definida pelo CNPE e a ANP é responsável pelo seu desdobramento em metas individuais para os distribuidores de combustíveis. O cumprimento da meta se dará a partir da compra do Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIO), emitido pelos produtores certificados. Dessa forma, o RenovaBio deve, além de reduzir a intensidade de carbono na matriz de combustíveis, incentivar a busca por eficientização da produção dos biocombustíveis, uma vez que a quantidade de CBIOs emitida será diretamente proporcional à nota de eficiência do processo produtivo da usina.

[74] O Decreto nº 9.578 de 22 de novembro de 2018 revogou o decreto 7.390/10 que anteriormente regulamentava a lei 12.187/09 (PNMC).
[75] UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

Tabela 10 - 4 - Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2029

INDICADORES		NDC[2]	PDE 2029
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética[1]	Eletricidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	25%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	71%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	35%
	Participação de bioenergia	18%	19%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Nota: (1) Para maior detalhamento consultar Cap. IX, Box 9.1 – "Eficiência Elétrica e a NDC".
(2) Conforme NT O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e uso da Energia (EPE, 2016)

VULNERABILIDADE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

O Sistema Elétrico Brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidrelétricas. Essa característica pode torná-lo altamente susceptível às mudanças climáticas devido à restrição ou indisponibilidade do recurso hídrico no futuro. Projeções da precipitação sobre o território nacional têm mostrado indícios de redução da pluviosidade em algumas áreas do país com possíveis reflexos negativos sobre a capacidade de geração hidrelétrica no futuro. Estudos de LIMA et al. (2014) chegaram a resultados da ordem de 15% em média de redução na geração do parque existente a partir de 2041 e 25% de redução para o parque de UHEs futuras. Os modelos de projeção avaliados indicam redução da precipitação no norte e nordeste do Brasil. No Sul, por outro lado, as projeções indicam aumento da precipitação e consequentemente um possível aumento na disponibilidade hídrica para geração hidrelétrica. Na região centro-sul, os modelos indicam uma certa neutralidade, sem grandes variações na precipitação.

Com a tendência de aumento da participação de outras fontes renováveis como a eólica, solar e biomassa é importante avaliar também as demais variáveis climáticas de modo a identificar possíveis riscos e impactos na oferta de energia elétrica no futuro. Os estudos disponíveis até o momento tendem a concordar com a projeção de aumento na disponibilidade de recurso eólico e solar para geração de energia em cenários de mudanças climáticas. Já para a biomassa, há estudos que indicam que as mudanças climáticas poderão aumentar a área apta para a cana de açúcar e reduzir a área apta para a silvicultura.

É importante ressalvar que os modelos de projeção climática de longo prazo incorporam uma série de incertezas, o que sugere que tais resultados devem ser avaliados com bastante cautela. De fato, esse assunto tem revelado importância crescente e a incorporação dessas avaliações nos estudos de planejamento energético são cada vez mais prementes. Nesse sentido, vale menção ao projeto **META nº 12/2018 "Análise dos reflexos das mudanças climáticas nas metodologias de planejamento"**, concluído em 2018, que além de avaliar o estado da arte sobre esse tema, traçou algumas recomendações para se avançar metodologicamente na incorporação de cenários de mudanças climáticas nos modelos de projeção de oferta de energia (MME, 2018).

Outra iniciativa nesse sentido é o Projeto CSI (*Climate Services for Infrastructure Investments*), desenvolvido pelo MMA, em parceria com a GIZ e INPE, que tem por objetivo aumentar a utilização dos serviços climáticos nacionais no planejamento e na avaliação dos riscos climáticos dos investimentos em infraestrutura no país (MMA, 2019).

A partir dessas iniciativas, espera-se que o desdobramento seja o desenvolvimento de novos estudos que ampliem a base de conhecimento sobre as vulnerabilidades do setor energético às mudanças climáticas.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> A análise socioambiental do PDE 2029 tem como objetivo: 1) contribuir para a definição da expansão do decênio, 2) avaliar de forma integrada as principais questões socioambientais da expansão, 3) indicar os temas prioritários para a gestão ambiental do setor e 4) elaborar uma análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão prevista.

> De modo a contribuir para os modelos de oferta e para a definição da expansão prevista no PDE 2029, foram realizadas as seguintes análises: 1) análise processual das usinas hidrelétricas (das 47 UHEs analisadas, apenas 9 teriam data de operação possível no horizonte decenal) e 2) análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, que teve como resultados: 72 UPs do conjunto de 783 analisadas com contratos de concessão classificadas como de alta complexidade socioambiental; e a redução no decênio de 14 a 17% do volume previsto de petróleo e gás natural para as Unidades Produtivas da União.

> Com base na expansão prevista no PDE 2029 é elaborada a análise socioambiental integrada, que tem como base a espacialização dos projetos planejados e avalia qualitativamente as principais interferências da expansão sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, por meio de temas socioambientais.

> Neste Plano, foram indicados 10 temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto de projetos previstos no Plano: Fauna, Organização territorial, Paisagem, Povos e terras indígenas, Comunidades quilombolas, Qualidade do ar, Recursos hídricos, Resíduos, Unidades de conservação e Vegetação nativa.

> Como resultado, com o propósito de direcionar esforços para as questões que aumentam a incerteza associada ao planejamento previsto, foram selecionados dois temas como prioritários para a gestão ambiental do setor energético: "Povos e terras indígenas" e "Unidades de conservação".

> O tema "Povos e terras indígenas" foi considerado prioritário pelos múltiplos desafios associados que envolvem a sensibilidade dos povos em função de sua diversidade cultural, o fato de cerca de 60% do potencial hidrelétrico brasileiro estar sobreposto a terras indígenas, além das indefinições sobre dispositivos legais e normativos em relação aos povos afetados por empreendimentos.

> O tema "Unidades de conservação" foi considerado prioritário pelas dificuldades de se conciliar os propósitos de uma UC com a expansão de oferta de energia.

> Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025, tendo como base as emissões de 2005. Não há distribuição formal de metas entre os diferentes setores, de forma que o país pode atingir as metas por diferentes caminhos.

> As emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Porém, o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2030 e, assim, as emissões do setor serão crescentes.

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

> Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial que, ao longo do horizonte, continuarão responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 67% em 2029.

> No setor elétrico, a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somará 94% do total da geração de energia elétrica em 2029. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício. É fundamental que o país procure ampliar o conhecimento sobre os custos de abatimento de emissões nos diversos setores da economia (curvas de abatimento) a fim encontrar e priorizar as medidas mais custo-efetivas.

> O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta para o ano de 2020, indicada no Decreto 9.578/18, que regulamenta a PNMC, e à 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.

> A adaptação às mudanças climáticas é tema que tem ganhado cada vez mais relevância e a sua incorporação no planejamento energético é cada vez mais premente. Nesse sentido, foi concluído no final de 2018 o projeto META nº 12/2018 "Análise dos reflexos das mudanças climáticas nas metodologias de planejamento" que além de avaliar o estado da arte sobre esse tema, traçou algumas recomendações para se avançar metodologicamente na incorporação de cenários de mudanças climáticas nos modelos de projeção de oferta de energia. Espera-se novos estudos nessa seara nos anos vindouros, com rebatimentos sobre as metodologias de projeção de oferta de energia.

11. Consolidação dos Resultados

A seguir estão apresentadas informações consolidadas dos estudos prospectivos do PDE 2029. Os valores descritos nesse capítulo são referentes a projeções esperadas e, portanto, podem diferir de eventuais valores potenciais informados ao longo do documento.

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja 380 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 2,6% A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,8% a.a., chegando ao fim de 2029 com uma oferta estimada em 951 TWh.

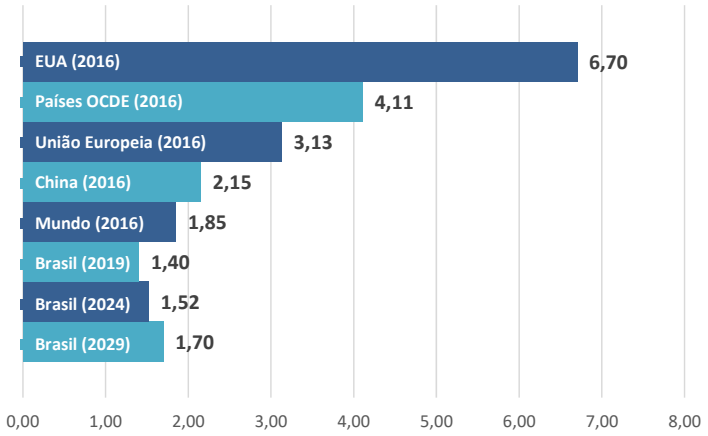
O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2029, em cerca de 318 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,6% a.a. (Tabela 11-1)

Tabela 11-1 - Indicadores: consumo final de energia

Discriminação		2019	2024	2029	Variação média anual		
					2019 a 2024	2024 a 2029	2019 a 2029
População Residente	(10^6 hab)	211	218	224	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10^9 reais de 2017)	4.143	4.765	5.526	2,8%	3,0%	2,9%
	per capita (10^3 R$/hab)	19,6	21,8	24,6	2,1%	2,5%	2,3%
Oferta interna de energia	(10^6 tep)	295	332	380	2,4%	2,8%	2,6%
	por PIB (tep/10^3 R$)	0,071	0,070	0,069	-0,5%	-0,2%	-0,4%
	per capita (tep/hab)	1,40	1,52	1,70	1,6%	2,2%	1,9%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	649	794	942	4,1%	3,5%	3,8%
	por PIB (kWh/10^3 R$)	157	167	171	1,2%	0,5%	0,8%
	per capita (kWh/hab)	3.077	3.637	4.200	3,4%	2,9%	3,2%
Consumo final de energia	(10^6 tep)	247	278	318	2,4%	2,7%	2,6%
	por PIB (kWh/10^3 R$)	0,060	0,058	0,058	-0,4%	-0,3%	-0,3%
	per capita (kWh/hab)	1,17	1,27	1,42	1,7%	2,2%	1,9%

Na comparação da oferta interna de energia per capita no Brasil com a média mundial e seus principais países, demonstra-se um grande desafio de elevar a disponibilidade de energia por habitante no País. Estima-se um aumento de 1,4 tep/hab, em 2019, para 1,7 tep/hab, em 2029, ainda inferior à média mundial de 1,85 tep/hab, em 2016 (Gráfico 11-1).

Gráfico 11-1 – Oferta interna de energia per capita



Em relação à oferta interna de energia (Tabela 11-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,9%, destacando-se o crescimento médio de 7% a.a. na oferta das outras renováveis (energia eólica, solar, biodiesel e lixívia). Dessa forma, estima-se o aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, atingindo o patamar de 48% em 2029 (Gráfico 11-2). Por outro lado, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 34% em 2019 para 32% em 2029 (Gráfico 11-3).

Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2019		2024		2029		2019-2029
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% a.a.)
Energia Não Renovável	**157.293**	**53**	**171.778**	**52**	**196.652**	**52**	**2,3**
Petróleo e Derivados	101.439	34	110.256	33	122.323	32	1,9
Gás Natural	34.709	12	38.679	12	46.842	12	3,0
Carvão Mineral e Derivados	15.454	5	17.022	5	18.404	5	1,8
Urânio (U_3O_8) e Derivados	4.071	1	3.974	1	6.959	2	5,5
Outras Não renováveis	1.620	1	1.847	1	2.124	1	2,7
Energia Renovável	**138.150**	**47**	**160.051**	**48**	**183.844**	**48**	**2,9**
Hidráulica e Eletricidade	36.180	12	44.572	13	46.896	12	2,6
Lenha e Carvão Vegetal	24.591	8	26.251	8	28.311	7	1,4
Derivados da Cana-de-Açúcar	55.019	19	56.384	17	64.719	17	1,6
Outras Renováveis	22.360	8	32.844	10	43.919	12	7,0
Total	**295.444**	**100**	**331.829**	**100**	**380.496**	**100**	**2,6**

Gráfico 11-2 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

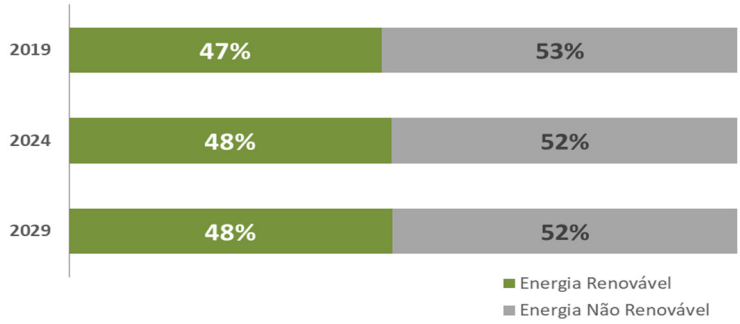
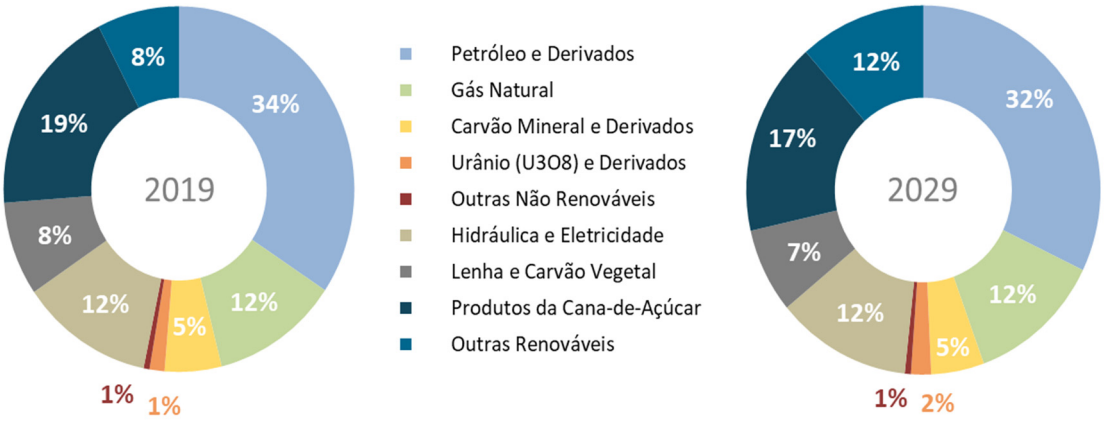


Gráfico 11-3 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte



Para a oferta de eletricidade, o Brasil mantém a predominância da geração baseada em fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar), com o nível de renovabilidade de aproximadamente 90% ao longo do horizonte decenal. As estimativas para a geração de eletricidade, incluindo a autoprodução e a geração distribuída, são apresentadas na Tabela 11-3, na qual fica clara a predominância de geração a partir de fontes renováveis, em patamares acima de 85% nos anos selecionados. Já a respectiva evolução da capacidade instalada total é apresentada na Tabela 11-4.

Tabela 11-3 - Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2019		2024		2029	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica[1]	418	64	514	65	538	57
Gás Natural	36	6	33	4	42	4
Carvão	6	1	7	1	6	1
Nuclear	15	2	15	2	26	3
Biomassa	38	6	33	4	40	4
Eólica	65	10	95	12	155	16
Solar (centralizada)	5	1	10	1	21	2
Outros[2]	4	1	8	1	10	1
Subtotal (atend. Carga)	587	90	715	90	838	89
Autoprodução & Geração Distribuída	**2019**		**2024**		**2029**	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixívia e lenha)	31	5	38	5	47	5
Solar	1	0	5	1	13	1
Eólica	0,1	0	0,2	0	0,3	0
Hidráulica	3	0	4	0	7	1
Não renováveis	27	4	31	4	38	4
Subtotal (autoprod. & GD)	62	10	79	10	104	11
Total	649	100	794	100	942	100

Nota: (1) Inclui parcela importada de Itaipu.
(2) Inlui Sistema Isolados.

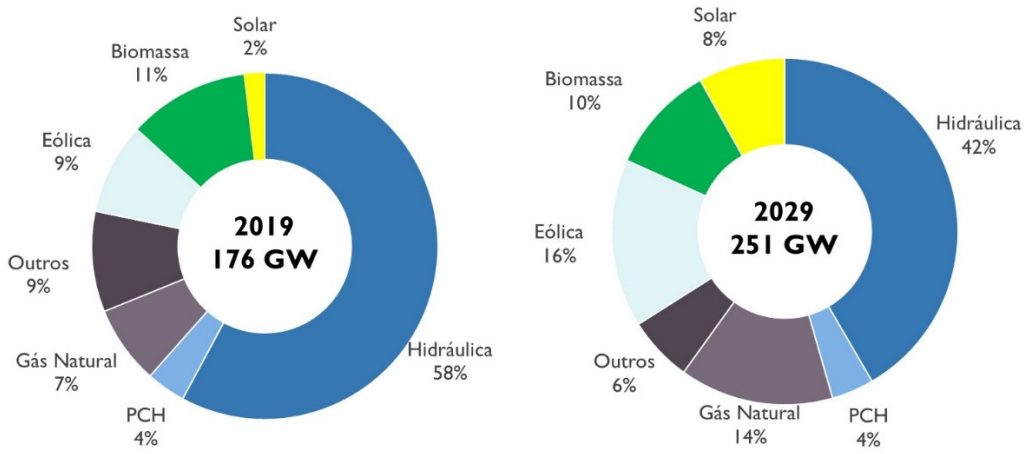
Tabela 11-4 - Expansão da Capacidade Instalada Total por Fonte de Geração

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	MW										
RENOVÁVEIS	**146.712**	**149.482**	**151.058**	**152.673**	**160.195**	**167.469**	**173.587**	**180.117**	**186.746**	**193.445**	**200.198**
HIDRO[a]	101.926	102.512	102.570	102.592	102.788	102.783	102.811	103.212	103.637	104.159	104.701
CENTRALIZADA	101.288	101.899	101.935	101.935	102.139	102.139	102.139	102.523	102.942	103.436	103.958
AUTOPRODUÇÃO	638	613	635	657	649	644	672	689	695	723	743
PCH e CGH	6.458	6.714	6.922	7.081	7.437	7.852	8.244	8.651	9.077	9.509	9.956
CENTRALIZADA	6.385	6.610	6.787	6.898	7.207	7.545	7.845	8.145	8.445	8.745	9.045
GD	73	104	135	183	230	307	399	506	632	764	911
EÓLICA	15.045	15.424	15.532	15.797	20.319	24.532	27.534	30.537	33.542	36.550	39.561
CENTRALIZADA	15.017	15.370	15.477	15.742	20.263	24.475	27.475	30.475	33.475	36.475	39.475
GD	28	54	55	55	56	57	59	62	67	75	86
BIOMASSA[b] e BIOGÁS	19.928	20.465	20.861	21.160	21.793	22.471	23.085	23.673	24.296	24.905	25.535
CENTRALIZADA	13.412	13.643	13.790	13.840	14.135	14.415	14.695	14.975	15.255	15.535	15.815
AUTOPRODUÇÃO e GD	6.516	6.822	7.071	7.320	7.658	8.056	8.390	8.698	9.041	9.370	9.720
SOLAR	3.354	4.367	5.173	6.043	7.857	9.831	11.913	14.045	16.194	18.322	20.444
CENTRALIZADA	2.182	2.480	3.037	3.622	4.622	5.622	6.622	7.622	8.622	9.622	10.622
GD	1.172	1.887	2.136	2.421	3.235	4.209	5.291	6.423	7.572	8.700	9.822
NÃO RENOVÁVEIS	**28.801**	**30.808**	**32.351**	**32.593**	**34.641**	**36.440**	**36.707**	**41.012**	**43.556**	**45.460**	**50.785**
CENTRALIZADA	22.672	24.473	25.778	25.778	27.704	29.293	29.239	33.114	35.319	36.915	42.059
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL[d]	12.921	14.436	15.741	15.741	17.859	21.234	22.662	25.679	28.315	31.339	36.190
CARVÃO	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	1.790	2.083
ÓLEO COMBUSTÍVEL[e]	3.697	3.697	3.697	3.697	3.697	2.510	1.028	657	226	25	25
ÓLEO DIESEL[e]	1.047	1.333	1.333	1.333	1.141	542	542	366	366	366	366
AUTOPRODUÇÃO	6.129	6.335	6.573	6.815	6.937	7.147	7.468	7.898	8.237	8.545	8.726
TOTAL BRASIL	**175.513**	**180.290**	**183.409**	**185.265**	**194.835**	**203.909**	**210.294**	**221.129**	**230.303**	**238.905**	**250.983**
ITAIPU 50Hz [c]	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**
TOTAL DISPONÍVEL	**182.513**	**187.290**	**190.409**	**192.265**	**201.835**	**210.909**	**217.294**	**228.129**	**237.303**	**245.905**	**257.983**

Notas: (a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
(b) Inclui usinas a biomassa com CVU > O e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
(c) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
(d) 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.
(e) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

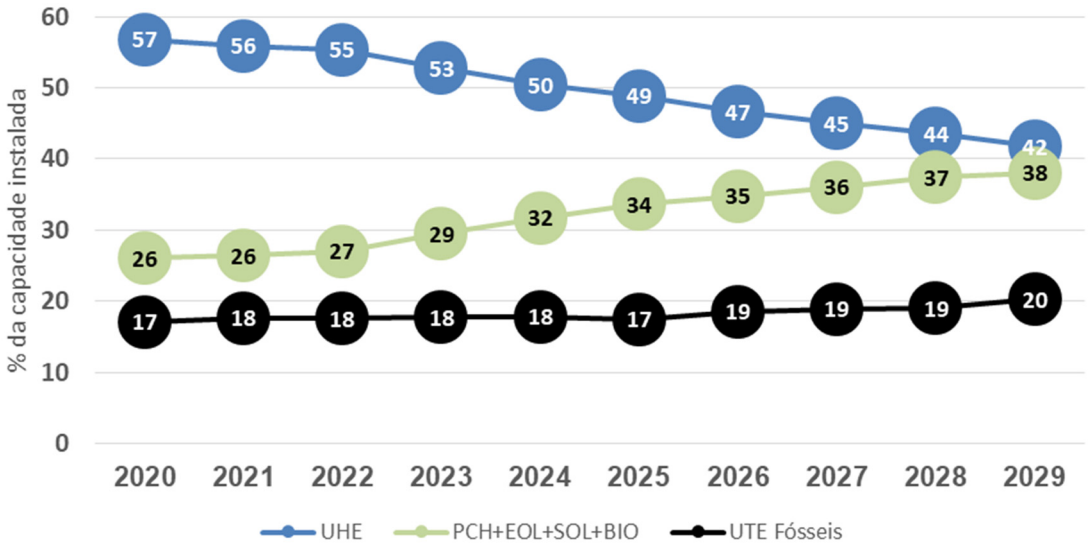
Em termos relativos (Gráfico 11-4), observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar (Gráfico 11-5). O crescimento da participação de gás natural ocorre de forma a compensar, em parte, a queda na participação de outras fontes fósseis. Além disso, por conta da expansão centralizada, a participação de termelétricas fósseis no período cresce para 25% ao final do horizonte, conforme explicado no capítulo 3 (Ver Tabela 11-5). Fica claro que, embora a participação das fontes não-renováveis cresça no horizonte decenal, espera-se que a matriz elétrica brasileira ainda fique com nível de renovabilidade na casa dos 80% ao longo do horizonte decenal (Gráfico 11-6).

Gráfico 11-4 - Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte



Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Gráfico 11-5 - Participação das fontes na capacidade instalada total



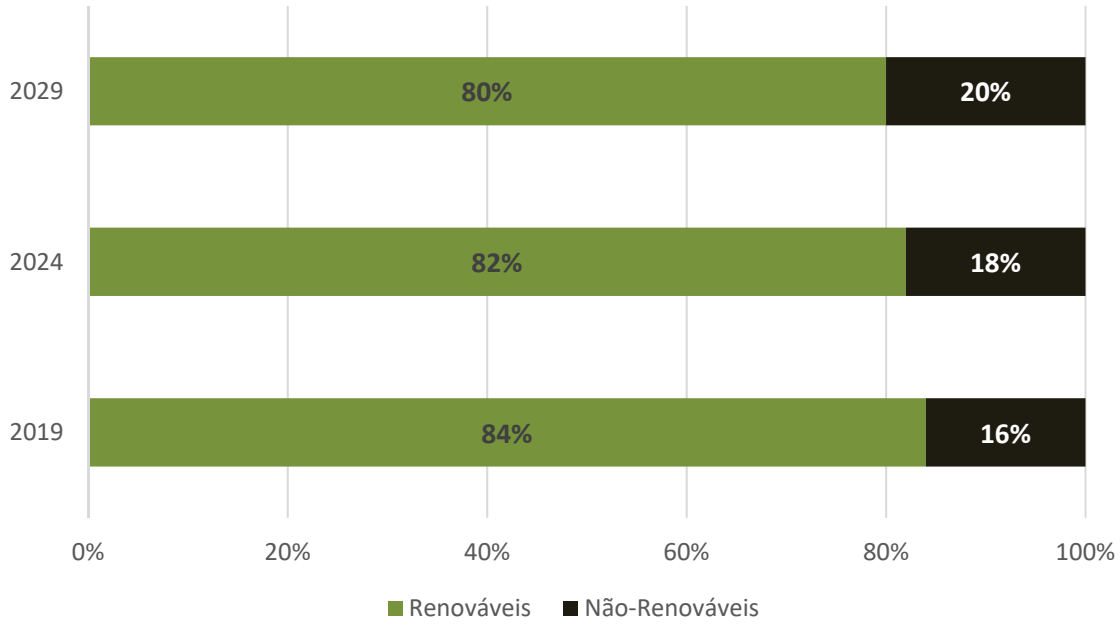
Notas: (1) A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH .
(2) Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Tabela 11-5 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2019	2024	2029	2019	2024	2029
	MW			%		
CENTRALIZADA	**160.956**	**183.489**	**220.974**	**92**	**90**	**88**
RENOVÁVEIS	138.284	154.196	178.915	79	76	71
NÃO-RENOVÁVEIS	22.672	29.293	42.059	13	14	17
AUTOPRODUÇÃO	**13.205**	**15.583**	**18.641**	**8**	**8**	**7**
RENOVÁVEIS	7.076	8.436	9.915	4	4	4
NÃO-RENOVÁVEIS	6.129	7.147	8.726	3	4	3
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	**1.352**	**4.837**	**11.367**	**1**	**2**	**5**
RENOVÁVEIS	1.274	4.573	10.819	1	2	4
NÃO-RENOVÁVEIS	78	264	549	0	0	1
TOTAL DISPONÍVEL	**175.513**	**203.909**	**250.983**	**100**	**100**	**100**
RENOVÁVEIS	146.634	167.205	199.649	84	82	80
NÃO-RENOVÁVEIS	28.879	36.704	51.334	16	18	20

Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Gráfico 11-6 -Capacidade instalada de geração elétrica: renovável *versus* não-renovável



Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

A alta participação de renováveis na matriz energética brasileira contribui para o cumprimento das metas assumidas no Acordo de Paris, por meio de sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), adotando-se a abordagem de caminhos flexíveis, não configurando metas setoriais. O Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005. Importante frisar que 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.

A manutenção da elevada participação de fontes renováveis em sua matriz e o aumento dos ganhos de eficiência no setor elétrico são desafios para o Brasil. Contudo é interessante observar que existe racionalidade econômica na expansão da oferta e demanda com base em fontes renováveis.

Como se pode ver na Tabela 11-5, espera-se que a participação de fontes renováveis (exclusive hídrica) atinja 35% e participação de bioenergia (produtos da cana e biodiesel) de 19% e participação total de energia renovável de 48%.

Tabela 11-6 - Acompanhamento da NDC x projeções do PDE 2029

INDICADORES		Estudo para a NDC	PDE 2029
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eletricidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	25%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	71%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	35%
	Participação de bioenergia	18%	19%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Nos próximos 10 anos, o crescimento significativo de produção de energia primária acentua os excedentes de energia na matriz energética nacional, atingindo 140 milhões de tep em 2029, o que equivalerá a cerca de 25% da produção total de energia no País (Tabela 11-6).

Tabela 11-7 - Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	310.212	349.585	411.188	2,4	3,3	2,9
Consumo Final	262.636	294.678	336.130	2,3	2,7	2,5
Perdas[1]	47.576	54.906	75.058	2,9	6,5	4,7
Produção de Energia Primária (B)	354.168	421.452	551.525	3,5	5,5	4,5
Energia Excedente (B)-(A)	43.956	71.867	140.336	10,3	14,3	12,3

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

A Tabela 11-7 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com crescimento médio anual de 5,4%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 2,3% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se uma energia excedente de 156 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo esta a responsável pelo significativo superávit de energia da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

Tabela 11-8 - Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	112.258	125.484	140.255	2,3	2,3	2,3
Consumo Final	106.751	118.884	132.869	2,2	2,2	2,2
Transformação [1]	5.507	6.600	7.386	3,7	2,3	3,0
Produção de Petróleo (B)	174.437	216.321	296.848	4,4	6,5	5,5
Petróleo Bruto	168.950	207.467	286.568	4,2	6,7	5,4
Líquidos de Gás Natural [2]	1.005	1.139	1.450	2,5	4,9	3,7
Biodiesel [3]	4.483	7.715	8.830	11,5	2,7	7,0
Energia Excedente (B)-(A)	62.179	90.837	156.593	7,9	11,5	9,7

Notas: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.
(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN.
(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

A Tabela 11-8 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decrescimento, 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. Já no segundo período, a oferta oriunda de UPGN retoma a expansão e atinge 70 milhões m^3/dia, diminuindo a dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural no setor residencial e como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo, com taxas médias anuais de 4,7% e 3,2% respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 1,5% a.a. nos próximos dez anos, chegando a 63 milhões de m^3/dia em 2029.

Tabela 11-9 - Balanço de gás natural seco

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil m³/dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	77.574	78.694	87.607	0,3	2,2	1,2
UPGN	52.789	51.772	70.548	-0,4	6,4	2,9
Importação	24.785	26.923	17.059	1,7	-8,7	-3,7
Consumo Total Esperado	77.574	78.694	87.607	0,3	2,2	1,2
Transformação em Eletricidade (1)	22.721	19.859	23.990	-2,7	3,9	0,5
Consumo final	54.853	58.835	63.618	1,4	1,6	1,5
Consumo não energético	5.394	5.441	7.381	0,2	6,3	3,2
Consumo energético	49.459	53.395	56.237	1,5	1,0	1,3
Setor energético (2)	13.042	13.664	13.623	0,9	-0,1	0,4
Residencial	1.289	1.642	2.043	5,0	4,5	4,7
Transportes	6.153	6.533	6.913	1,2	1,1	1,2
Industrial	28.129	30.503	32.345	1,6	1,2	1,4
Outros (3)	845	1.054	1.313	4,5	4,5	4,5

Notas: (1) Inclui autoprodução.
(2) Não inclui o consumo em E&P.
(3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Por sua vez, a Tabela 11-9 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2029 considerada na Análise Socioambiental e a Tabela 11-10, o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados ao PDE 2029 para o exercício da expansão da geração centralizada.

Os resumos dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados nas Tabelas 11-11 e Tabela 11-12. Por fim, a Tabela 11-13 apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2029.

Tabela 11-10 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2029

Fonte ou Atividade	Expansão do PDE 2029
UHE	• 1.914 MW (10 UHEs), nas regiões Norte, Centro-Oeste e Sul do Brasil • Contratado: 240 MW (3 UHEs) e Indicativo: 1.674 MW (7 UHEs) • Região Hidrográfica Amazônica: 3 UHEs e 62% da potência, RH Paraná: 6 UHEs e 30% da potência e RH Uruguai: 1 UHE e 7% da potência
PCH	• 2.664 MW • Contratado: 564 MW (49 PCHs) principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste • Indicativo: 2.100 MW nos subsistemas SE/CO e S
Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear	• 28.112 MW • Contratado: 7.114 MW - 6 UTEs GN (5.423 MW), 2 UTEs a diesel (286 MW) e 1 nuclear (1.405 MW) • Indicativo: 20.997 MW (70% no subsistema SE/CO, 25% no S e 5% no NE)
Termelétricas a biomassa	• 2.444 MW • Contratado: 584 MW, sendo 68% de bagaço de cana. Contempla ainda usinas a resíduos florestais, cavaco de madeira, capim elefante e biogás • Indicativo: 1.860 MW: 57% bagaço de cana; 32% cavaco de madeira e 11% biogás
Eólicas	• 24.438 MW • Contratado: 3.438 MW (130 parques) no Nordeste • Indicativo: 21.000 MW nos subsistemas NE e S
Solar	• 8.442 MW • Contratado: 1.442 MW (52 projetos) sendo 77% no Nordeste e 23% no Sudeste • Indicativo: 7.000 MW nos subsistemas NE e SE/CO
Transmissão	• 48.998 km (33% do sistema), em todas as regiões do Brasil • 31.795 km (65%) estão previstos para entrar em operação até 2024 • Análise socioambiental de 412 LTs, 34.975 km de extensão • Norte (6.748 km), Nordeste (9.824 km), Centro-Oeste (1.937 km), Sudeste (7.551 km) e Sul (8.915 km)
Exploração e produção de petróleo e GN	• 276 UPs (unidades produtivas em áreas contratadas) de exploração e produção de petróleo e gás natural iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio, além de 23 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União) • UPs *onshore* nas regiões Norte e Nordeste. • UPs *offshore* estão concentradas no Sudeste, com ocorrência também no Nordeste e Sul
Refinarias, UPGNs e Terminais de GNL	• 1 refinaria (instalação do 2º trem) no Nordeste (PE) • 3 terminais de regaseificação no Nordeste (SE), Sudeste (RJ) e Norte (PA) • 2 UPGNs no Sudeste (RJ) e Nordeste (BA)
Gasodutos de transporte	• 1 gasoduto de transporte no Sudeste (RJ)
Etanol	• 34 bilhões de litros (2020) para 47 bilhões de litros (2029) • No Centro-Oeste, 1 unidade de cana-de-açúcar (1,4 Mtc); 9 de milho e 4 flex (2,6 bilhões de litros) • Indicativo: 13 unidades de cana (45 Mtc) e ampliações de unidades existentes (16 Mtc); etanol 2G (760 milhões de litros)
Biodiesel	• 6,9 bilhões de litros (2020) para 11,4 bilhões de litros (2029) • 8 unidades em construção (1,5 bilhões de litros) e 9 ampliações (0,8 bilhões de litros) em todas as regiões • Indicativo: 2,4 bilhões de litros
Autoprodução e Geração distribuída	• Autoprodução: 5.456 MW (Termelétrica: 5.331 MW e Hidrelétrica: 125 MW) • Geração Distribuída: 10.016 MW (Fotovoltaica: 8.650 MW, CGH: 838 MW, Termelétrica: 471 MW e Eólica: 57 MW)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

Tabela 11-11 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2029

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Bacia	Rio	UF
2025	Apertados	139	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Davinópolis	74	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Ercilândia	87	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Telêmaco Borba	118	Tibagi	Tibagi	PR
2026	Castanheira	140	Juruena	Arinos	MT
2026	Comissário	140	Piquiri	Piquiri	PR
2027	Tabajara	400	Ji-Paraná	Ji-Paraná	RO
2028	Bem Querer	650	Branco	Branco	RR
2028	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
Após 2029	Buriti Queimado	142	Tocantins	Almas	GO
Após 2029	Foz do Piquiri	93	Piquiri	Piquiri	PR
Após 2029	Foz do Xaxim	63	Uruguai	Chapecó	SC
Após 2029	Itaguaçu	92	Paranaíba	Claro	GO
Após 2029	Itapiranga	724	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2029	Jatobá	1.650	Tapajós	Tapajós	PA
Após 2029	Maranhão	125	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2029	Mirador	80	Tocantins	Tocantizinho	GO
Após 2029	Paranã	90	Tocantins	Paranã	TO
Após 2029	Porteiras	86	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2029	Porto Galeano	81	Sucuriú	Sucuriú	MS
Após 2029	Santo Antônio	84	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2029	Saudade	61	Uruguai	Chapecó	SC
	TOTAL	5.461			

Tabela 11-12 – Síntese dos Resultados

		2019	2024	2029	2019-2024		2024-2029		2019-2029	
					Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10^9 R$[2010])		*4.143*	*4.765*	*5.526*	*623*	*15%*	*761*	*16%*	*1.383*	*33%*
População [1] (10^6 hab)		*211,0*	*218,4*	*224,3*	*7,4*	*4%*	*6,0*	*3%*	*13,4*	*6%*
PIB per capita (10^3 R$[2010]/hab)		*19,6*	*21,8*	*24,6*	*2,2*	*11%*	*2,8*	*13%*	*5,0*	*25%*
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)		*1,40*	*1,52*	*1,70*	*0,1*	*8%*	*0,2*	*12%*	*0,3*	*21%*
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10^6 R$[2010])		*156,7*	*166,6*	*170,5*	*9,9*	*6%*	*3,9*	*2%*	*13,8*	*9%*
Intensidade Energética da Economia (tep/10^6 R$[2017])		*0,071*	*0,070*	*0,069*	*-0,002*	*-2%*	*-0,001*	*-1%*	*-0,002*	*-3%*
Elasticidade-renda do consumo de energia					*0,81*		*0,88*		*0,84*	
Consumo Final [2] (10^6 tep)		*263*	*295*	*336*	32,0	12%	41,5	14%	73,5	28%
Gás Natural (10^6 m³/dia)		*60,5*	*69,0*	*80,5*	*8,5*	*14%*	*11,5*	*17%*	*20,1*	*33%*
Carvão Mineral e Coque (10^6 t)		*19,1*	*21,1*	*23,5*	*1,9*	*10%*	*2,4*	*11%*	*4,3*	*23%*
Lenha e Carvão Vegetal (10^6 t)		*60,6*	*62,7*	*65,4*	*2,1*	*3%*	*2,7*	*4%*	*4,8*	*8%*
Bagaço de Cana (10^6 t)		*134,9*	*148,3*	*165,3*	*13,4*	*10%*	*17,0*	*11%*	*30,4*	*23%*
Eletricidade (TWh)		*548,6*	*662,9*	*793,3*	*114,3*	*21%*	*130,3*	*20%*	*244,7*	*45%*
Etanol (10^6 m³)		*35,1*	*36,3*	*44,5*	*1,2*	*4%*	*8,2*	*23%*	*9,4*	*27%*
Biodiesel (10^6 m³)		*5,7*	*9,7*	*11,1*	*4,0*	*70%*	*1,4*	*14%*	*5,4*	*94%*
Derivados de Petróleo (10^6 m³)		*99,7*	*108,6*	*122,4*	*8,9*	*9%*	*13,8*	*13%*	*22,7*	*23%*
Óleo Diesel		*51,8*	*57,1*	*65,3*	*5,3*	*10%*	*8,2*	*14%*	*13,5*	*26%*
Óleo Combustível		*2,6*	*2,9*	*3,1*	*0,2*	*9%*	*0,2*	*8%*	*0,4*	*17%*
Gasolina		*27,1*	*28,3*	*31,4*	*1,2*	*4%*	*3,2*	*11%*	*4,4*	*16%*
GLP		*14,0*	*15,4*	*16,9*	*1,4*	*10%*	*1,5*	*10%*	*2,9*	*21%*
Querosene		*4,2*	*4,9*	*5,7*	*0,7*	*16%*	*0,8*	*16%*	*1,5*	*35%*
Oferta Interna de Energia [3] (10^6 tep)		*295*	*332*	*380*	36,3	12%	48,8	15%	85,1	29%
Petróleo (10^3 barris/dia)	*- Produção*	*3.267*	*4.012*	*5.542*	745	23%	1.530	38%	2.275	70%
	- Exportação	*-1.496*	*-1.990*	*-3.441*	-495	33%	-1.451	73%	-1.946	130%
Gás Natural (10^6 m³/dia)	*- Produção* [4]	*114,6*	*131,9*	*198,9*	17,3	15%	67,0	51%	84,3	74%
	- Importação	*24,8*	*26,9*	*17,1*	2,1	9%	-9,9	-37%	-7,7	-31%
Óleo Diesel (10^6 m³)	*- Produção*	*43,8*	*52,2*	*54,9*	8,5	19%	2,7	5%	11,1	25%
	- Importação/Exportação	*9,1*	*6,73*	*12,8*	-2,4	-26%	6,0	90%	3,7	40%
Óleo Combustível (10^6 m³)	*- Produção*	*11,5*	*12,2*	*11,0*	0,7	6%	-1,1	-9%	-0,5	-4%
	- Exportação	*-8,6*	*-9,0*	*-7,6*	-0,4	4%	1,4	-16%	1,0	-12%
Gasolina (10^6 m³)	*- Produção*	*23,9*	*25,1*	*25,4*	1,2	5%	0,3	1%	1,6	7%
	- Exportação	*2,3*	*2,2*	*5,1*	0,0	-1%	2,8	127%	2,8	124%
GLP (10^6 m³)	*- Produção*	*10,5*	*13,3*	*15,1*	2,8	27%	1,8	13%	4,6	44%
	- Importação	*3,5*	*2,2*	*1,8*	-1,3	-38%	-0,3	-15%	-1,7	-48%
Querosene (10^6 m³)	*- Produção*	*6,4*	*6,7*	*7,2*	0,3	5%	0,5	7%	0,8	12%
	- Exportação	*-2,1*	*-1,8*	*-1,5*	0,4	-17%	0,3	-18%	0,7	-31%
Etanol (10^6 m³)	*- Produção*	*35,1*	*37,7*	*46,1*	2,6	7%	8,4	22%	11,0	31%
	- Exportação [5]	*0,0*	*-1,37*	*-1,53*	-1,4	-	-0,2	-	-1,4	31%
Eletricidade (TWh)	*- Produção+importação*	*649*	*794*	*942*	145	22%	148	19%	293	45%

Tabela 11-12 - Síntese dos Resultados (cont.)

	2019	2024	2029	2019-2024		2024-2029		2019-2029	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica [6] (GW)	176	204	251	28	16%	47	23%	75	44%
Centralizada	161	184	222	23	14%	38	20%	61	38%
Hidráulica [7]	108	110	114	3	2%	3	3%	6	6%
Térmica [8]	34	42	55	8	22%	13	31%	20	60%
- Renovável	13	14	16	1	7%	1	10%	2	18%
- Não-Renovável	21	27	39	7	32%	11	42%	18	87%
Eólica	15	25	40	9	63%	15	61%	25	163%
Solar	2	6	11	3	158%	5	89%	8	387%
Nuclear	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
Autoprodução e GD	15	20	29	5	36%	10	48%	15	101%
Renováveis	8	13	21	4	50%	8	63%	12	144%
Não-Renováveis	6	7	9	0	17%	2	22%	3	42%
Transmissão de Energia Elétrica[9]									
Linhas de Transmissão (km)	147.632	186.214	203.417	38.582	26%	17.203	9%	55.785	38%
Subestações (MVA)	385.206	495.625	557.353	110.419	29%	61.728	12%	172.147	45%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) [10]	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (1) Estimativa do IBGE para a população residente em 1º de julho de cada ano.
(2) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e conumo para bunker.
(3) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.
(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural para UPGNs.
(5) Variação anual média calculada de 2020 a 2029, que equivale ao período estimado com exportações de etanol.
(6) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas.
(7) Não inclui a importação da geração da UHE Itaipu.
(8) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel e gás industrial. Não inclui energia nuclear.
(9) 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 11-13 – Síntese das estimativas de investimentos

	R$ bilhões Período 2020-2029	%
Oferta de Energia Elétrica	456	19,3%
Geração Centralizada (1)	303	12,8%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	50	2,1%
Transmissão (2)	104	4,4%
Petróleo e Gás Natural	1.832	77,7%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	1.736	73,6%
Oferta de Derivados de Petróleo	37	1,6%
Oferta de Gás Natural	60	2,5%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	71	3,0%
Etanol – Unidades de produção e Infraestrutura dutoviária	69	2,9%
Biodiesel – Usinas de produção	2	0,1%
TOTAL	2.359	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$ 3,87 / US$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2018).

Tabela 11-14 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2029

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA															
CONSOLIDADO - 2029 (10^3tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U_3O_8	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	**ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL**	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUERIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO_2	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	**ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL**	TOTAL
PRODUÇÃO	286.568	72.055	949	0	6.959	45.565	28.311	65.514	45.603	515.706	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	551.525
IMPORTAÇÃO	5.198	5.479	6.120	10.141	0	0	0	0	475	37.657	12.147	0	3.908	1.115	3.992	2.241	0	1.194	0	1.330	0	267	1.935	849	0	28.978	56.391
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
OFERTA TOTAL	291.766	77.534	7.069	10.141	6.959	45.565	28.311	65.514	46.078	553.362	12.147	0	3.908	1.115	3.992	2.241	0	1.194	0	1.330	0	267	1.935	849	0	28.978	607.916
EXPORTAÇÃO	-183.149	0	0	0	0	0	0	0	-35	-165.749	-1.319	-7.248	0	0	0	-3.450	0	0	0	0	0	-1.062	-464	0	0	-13.543	-196.728
NÃO-APROVEITADA	0	-2.567	0	0	0	0	0	0	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.567
REINJEÇÃO	0	-28.126	0	0	0	0	0	0	0	-28.126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-28.126
OFERTA INTERNA BRUTA	108.617	46.842	7.069	10.141	6.959	45.565	28.311	65.514	46.042	365.061	10.828	-7.248	3.908	1.115	3.992	-1.209	0	1.194	0	1.330	0	-795	1.471	849	0	15.435	380.496
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-108.617	-20.279	-2.301	-10.141	-6.959	-45.565	-10.314	-30.306	-34.747	-269.230	53.298	10.190	20.293	9.217	2.744	5.885	1.703	8.294	0	79.707	4.722	23.788	10.867	6.669	303	237.678	-31.552
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-108.617	0	0	0	0	0	0	0	-1.450	-110.067	46.559	10.536	19.591	4.742	5.857	5.885	0	0	0	0	0	0	10.002	6.113	0	109.284	-783
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-8.125	0	0	0	0	0	0	988	-7.137	0	0	0	4.359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	556	0	4.915	-2.222
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUERIAS	0	0	0	-10.141	0	0	0	0	0	-10.141	0	0	0	0	0	0	2.171	8.294	0	0	0	0	-1.089	0	309	9.685	-456
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.959	0	0	0	0	-6.959	0	0	0	0	0	0	0	0	6.855	0	0	0	0	0	0	6.855	-104
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-6.761	-2.071	0	0	-44.970	-1.164	-5.634	-15.371	-75.971	-1.871	0	0	0	0	0	0	0	-6.855	70.722	0	0	0	0	0	61.996	-13.975
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.931	-230	0	0	-595	-291	-3.211	-7.580	-16.838	-417	-346	0	0	0	0	-468	0	0	8.985	0	0	-549	0	-6	7.198	-9.640
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-8.859	0	0	-8.859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.722	0	0	0	0	4.722	-4.137
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-21.461	0	-21.461	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.313	0	0	0	21.313	-148
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-462	0	0	0	0	0	0	-11.335	-11.797	9.028	0	703	116	-3.113	0	0	0	0	0	0	2.475	2.503	0	0	11.711	-86
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.814	0	0	0	0	0	-12.814	-12.814
CONSUMO FINAL	0	26.563	4.768	0	0	0	17.997	35.208	11.295	95.831	64.126	2.941	24.201	10.332	6.736	4.676	1.703	9.487	0	68.223	4.722	22.992	12.338	7.518	303	240.299	336.130
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	2.371	0	0	0	0	0	0	0	2.371	0	0	0	0	6.736	2	0	0	0	0	0	603	276	7.518	189	15.324	17.694
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	24.192	4.768	0	0	0	17.997	35.208	11.295	93.460	64.126	2.941	24.201	10.332	0	4.674	1.703	9.487	0	68.223	4.722	22.390	12.061	0	114	224.976	318.436
SETOR ENERGÉTICO	0	10.504	0	0	0	0	0	16.020	0	26.525	1.531	197	0	0	0	0	175	0	0	5.983	0	0	3.466	0	0	11.352	37.877
RESIDENCIAL	0	656	0	0	0	0	4.795	0	0	5.451	0	0	0	7.999	0	0	0	0	0	17.805	288	0	0	0	0	26.092	31.543
COMERCIAL	0	422	0	0	0	0	92	0	0	514	25	33	0	485	0	0	0	0	0	11.681	87	0	0	0	0	12.311	12.825
PÚBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	15	0	319	0	0	0	0	0	5.383	0	0	0	0	0	5.719	5.719
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.040	0	0	3.040	5.799	15	0	25	0	0	0	0	0	3.437	10	8	0	0	0	9.294	12.334
TRANSPORTES	0	2.220	0	0	0	0	0	0	47	2.267	55.186	1.230	24.201	0	0	4.673	0	0	0	277	0	22.382	0	0	0	107.950	110.217
INDUSTRIAL	0	10.389	4.768	0	0	0	10.070	19.188	11.249	55.664	1.582	1.452	0	1.506	0	1	1.528	9.487	0	23.657	4.336	0	8.595	0	114	52.258	107.922

12. Integração dos Setores de Gás Natural, Elétrico e Industrial

A ampliação da participação do gás natural na matriz energética brasileira é um dos principais focos da política pública formulada no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com base em Diretrizes Estratégicas definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Tais políticas e diretrizes foram consolidadas no Programa Novo Mercado de Gás (NMG), lançado em julho de 2019, com objetivo de criar um mercado competitivo de gás natural, de modo a atrair investimentos, ampliar a infraestrutura, retomar a competitividade da indústria nacional e, sobretudo, melhorar o aproveitamento do gás do pré-sal, da bacia de SE/AL e de outras descobertas para o setor.

Este suplemento visa a refletir esta centralidade e, ao mesmo tempo, possibilita um entendimento mais acurado e consolidado das perspectivas de produção e uso do gás natural no horizonte do decenal, como descritas nos capítulos 2 (Demanda de Energia), 3 (Geração Centralizada de Energia Elétrica), 7 (Gás Natural) e 11 (Consolidação dos Resultados) deste PDE.

Assim, são apresentados as perspectivas de demanda (termelétrica e não termelétrica) de gás natural, a evolução da oferta e logística e os desdobramentos sobre a matriz energética decorrentes do sucesso das medidas do NMG em conferir ao gás natural mais competitividade em relação aos demais energéticos.

12.1 O NMG no PDE 2029

Como mencionado, o PDE é um documento elaborado anualmente com a finalidade principal de indicar, no horizonte decenal, as perspectivas de expansão do setor de energia dentro de uma visão integrada dos diversos energéticos. Tal visão é elaborada a partir de premissas, referências e metodologias descritas e discutidas com a sociedade ao longo do processo de apresentação do PDE, por meio das consultas públicas, de seminários, conferências, apresentações e workshops públicos.

Por sua vez, os diversos condicionantes que afetam a trajetória da expansão do setor de energia são afetados pela incerteza inerente do futuro, com crescente complexidade à medida que o horizonte se amplia. O PDE lida com tal incerteza por meio de análises de sensibilidade (alternativas “what-if”) que buscam dar, junto com a trajetória de referência, mais insumos para os tomadores de decisão e leitores em geral conseguirem formar um entendimento mais abrangente da evolução da produção e do uso de energia no País. As análises de sensibilidade, por sua vez, são elaboradas, em vários casos, a partir da interação entre a EPE, o MME e a sociedade em geral.

Releva destacar que o denominado Cenário NMG que foi implementado neste PDE levou em conta os principais contornos da abertura do mercado de gás no País. A entrada de novos agentes, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, levaria a uma melhor utilização de suas capacidades instaladas, possibilitando, assim, maior competitividade do gás natural frente a outros energéticos substitutos e maiores volumes de oferta disponível a preços competitivos para os setores de consumo.

O CNPE, em junho de 2019, aprovou a Resolução nº 16, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Mais especificamente, o documento trata do processo de transição para um mercado concorrencial de gás natural, com princípios e etapas a serem observadas, além de trazer possibilidade de incentivos aos estados e diretrizes para o agente com posição dominante no setor de gás natural.

Dentre as ações tomadas para maior abertura do mercado de gás natural, foi fundamental a assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática - TCC - entre a Petrobras e o CADE, por meio do qual a estatal assumiu diversos compromissos que terão como efeito a redução da sua participação no mercado e a eliminação de barreiras de entradas a novos agentes.

Destaca-se que os impactos do termo firmado com Órgão de Defesa da Concorrência não foram, ainda, inteiramente percebidos por este ciclo de planejamento, notadamente no que se refere a oferta de capacidade de transporte de gás natural que permitirá a ampliação do número de agentes que poderão ofertar gás ao mercado nacional, ampliando a concorrência, contribuindo para a competitividade do energético.

Outro importante marco foi a conclusão do processo de chamada pública do Gasbol, o primeiro realizado no modelo de entrada e saída. Apesar de seu resultado ter sido impactado pelo cenário político boliviano, ANP, TBG e Petrobras firmaram Termo de Compromisso que poderá viabilizar a entrada de novos agentes ao longo de 2020.

DEMANDA NÃO-TERMELÉTRICA

Considera-se que o programa NMG, aliado às perspectivas de oferta adicional de gás natural do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas, contribuirá significativamente para o aumento da competição no mercado de gás natural. A maior competitividade da oferta de gás natural melhora a atratividade de investimentos em indústrias intensivas nessa fonte, estimulando a instalação de novas plantas, com geração de empregos e movimentação da cadeia produtiva.

Para identificar os segmentos mais favoráveis à entrada de novas plantas em um contexto de sucesso do programa NMG, foram considerados aqueles onde a disponibilidade de oferta e o preço do gás natural eram fatores críticos para a viabilidade do empreendimento e onde foram encontradas condições de mercado favoráveis à expansão da produção, seja por previsão de expansão do mercado consumidor, seja por substituição de importação.

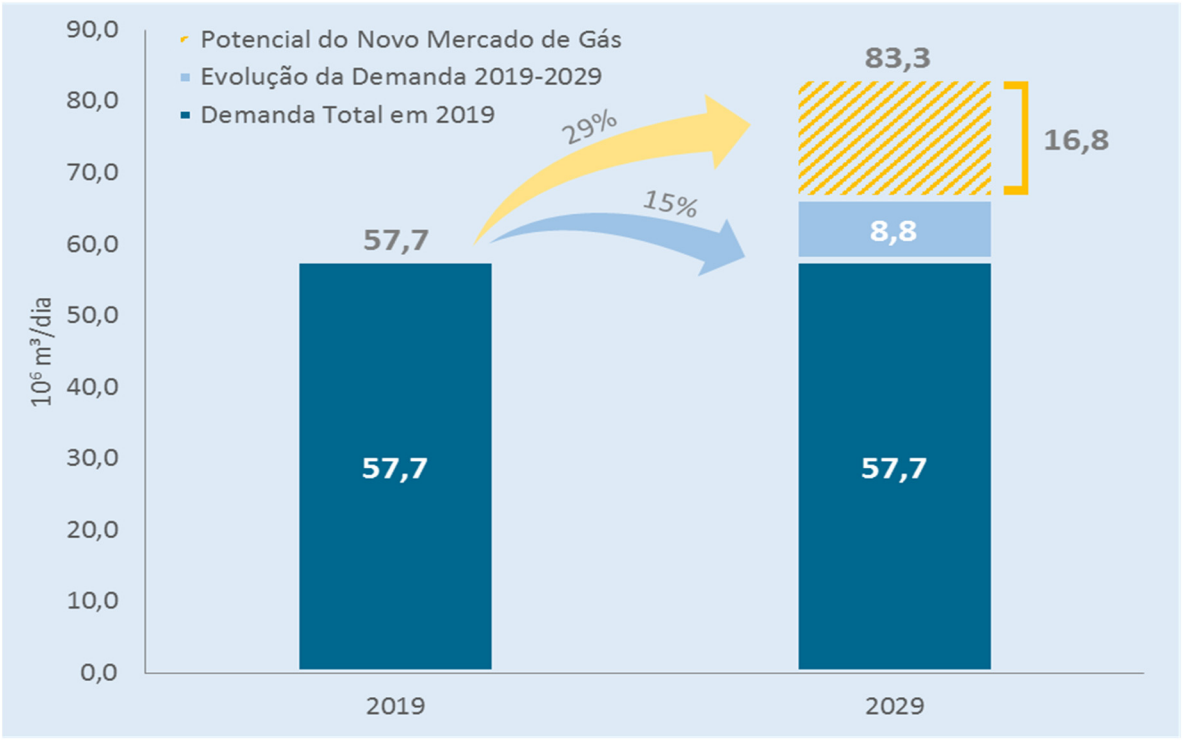
Admitindo-se uma oferta competitiva de gás natural (preço de entrega ao consumidor final de até 7 USD/MMBtu, sem impostos[76]), os segmentos que apresentaram viabilidade para a entrada de novas plantas foram: segmento de Metanol, Eteno e Propeno, Fertilizantes Nitrogenados, Pelotização, Ferro-esponja, Vidro, Cerâmica Branca e Mineração. Além disso, levando-se em conta uma planta típica para cada um dos segmentos com valores para capacidade de produção, volume consumido de gás natural e investimento requerido, foram indicadas quantas novas plantas típicas o mercado de cada segmento poderia absorver e quanto isso representaria em termos de demanda adicional por gás natural,

[76] Premissa estabelecida e validada a partir de consulta aos agentes do mercado de gás natural, além de fluxos de caixa estimados pela EPE e publicados nos seguintes estudos: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf e http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20(002).pdf".

Como resultado, foi estimado um consumo potencial de gás natural de cerca de 17 milhões de m^3/dia até 2029 em decorrência do NMG.

Assim, partindo-se da demanda não-termelétrica total de 57,7 milhões de m^3/dia, em 2019, estima-se um crescimento de 8,8 milhões de m^3/dia que corresponde a 15% de crescimento em relação ao ano inicial no cenário de referência. Além disso, em decorrência da política pública específica para o mercado de gás natural, que visa aumentar a competitividade deste energético, espera-se um acréscimo de 16,8 milhões de m^3/dia, correspondendo a um crescimento de 29% em relação a 2019. Em outras palavras, o crescimento da demanda em decorrência do NMG é aproximadamente duas vezes o crescimento da demanda da trajetória que não considera os efeitos do programa NMG entre 2019 e 2029 (Gráfico 12-1). Dessa forma, a demanda não-termelétrica pode crescer aproximadamente 45% em dez anos.

Gráfico 12-1 – Acréscimo na demanda não-termelétrica de gás natural em decorrência do NMG



Nota: Inclui as demandas não-termelétricas fora da malha integrada (sistemas isolados).

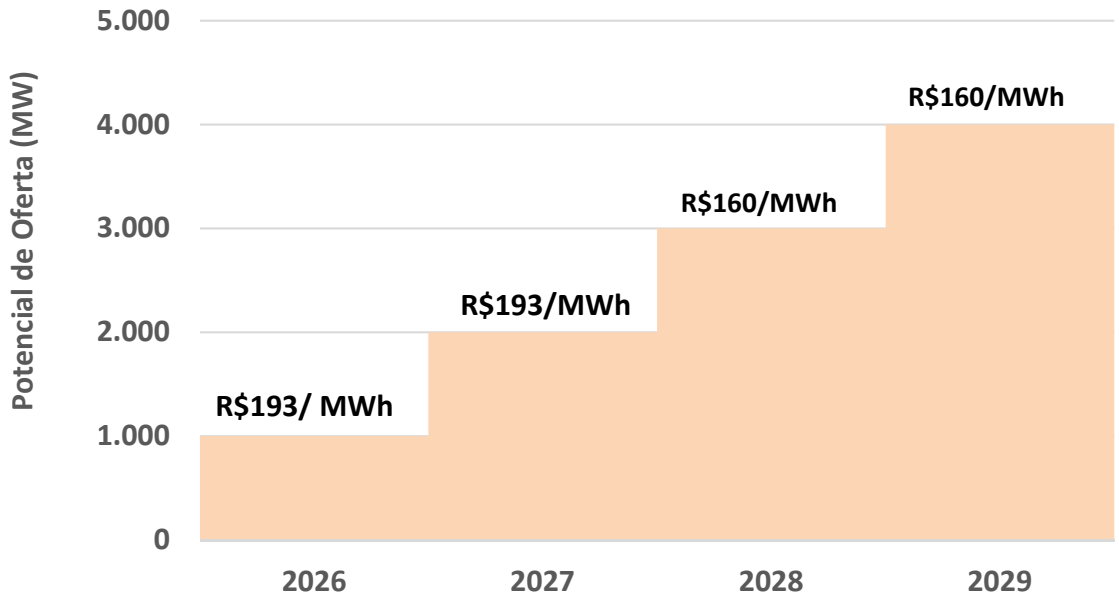
DEMANDA TERMELÉTRICA

Em relação à demanda termelétrica, a maior oferta de gás natural a preços competitivos em decorrência do sucesso na integração do setor de gás natural com o setor elétrico, incentiva a maior participação de termelétricas na matriz elétrica, aumentando a atratividade de usinas com inflexibilidade e, por conseguinte, um menor custo total de investimento e operação para o sistema.

Em adição às termelétricas com custo de gás natural referenciado ao preço de GNL (com CVU de referência de R$ 336/MWh para a oferta 100% flexível), considerou-se a opção de usinas com gás natural nacional, cujo CVU de referência é de R$ 193/MWh (2026 e 2027) e R$ 160/MWh (2028 e 2029). Além do menor custo variável unitário, e diante da maior probabilidade de o suprimento de gás ser proveniente de campos associados a petróleo, essas usinas tendem a apresentar um índice mais elevado de inflexibilidade operativa, que pode alterar algumas características do sistema, principalmente em relação à operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas e à disponibilidade de potência e flexibilidade que elas poderão propiciar ao sistema elétrico.

Considerando-se uma redução maior nos preços do gás natural nacional a partir de 2028 e a disponibilidade da oferta de gás natural para termelétricas no período, foi estabelecida a curva de disponibilidade de gás natural associada ao programa NMG, apresentada no Gráfico 12-2.

Gráfico 12-2 – Oferta de Gás Natural Nacional



Nesse sentido, além da curva acima, foram consideradas as seguintes premissas adicionais àquelas descritas para o Caso de Referência:

- Expansão uniforme em dois *steps* (cujo montante foi otimizado pelo MDI) para o Gás Natural Nacional: entre os anos de 2027 e 2030; e entre 2031 e 2033, em consonância com a disponibilidade de oferta do gás;
- Limite máximo de 1.000 MW/ano, a partir de 2026;

- UTE com gás nacional com inflexibilidade de 50% da capacidade instalada, constante em todos os meses do ano.

A expansão indicativa no horizonte decenal da geração termelétrica a gás natural nacional é de 2.600 MW. Isso é, em comparação com o caso de referência, observa-se uma adição de 1.600 MW aos 1.000 MW já indicados dessa fonte termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade. Essa expansão é limitada especialmente pela curva de produção de gás nacional.

Além de apresentar uma capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU, o que leva também a uma maior probabilidade de despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Nesse caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se um fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o gás natural nacional, enquanto que as usinas à GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido.

Como resultado, pode-se ver que usinas termelétricas inflexíveis podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre o preço do gás natural, a eficiência de geração e o nível de inflexibilidade comparados com o "prêmio pela flexibilidade".

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas com maior inflexibilidade, utilizando o combustível mais competitivo, praticamente substitui um montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis.

Outro ponto importante, em estudo pela EPE, é a relação entre a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato e a operação das hidrelétricas. Por exemplo, preservando os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHEs, ratificando a importância de se avaliar com maior profundidade os efeitos dessa expansão.

A Seção 12.3 apresenta análises de sensibilidade adicionais aos cenários de referência e do NMG, com o objetivo de ampliar o debate sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial.

DEMANDA TOTAL

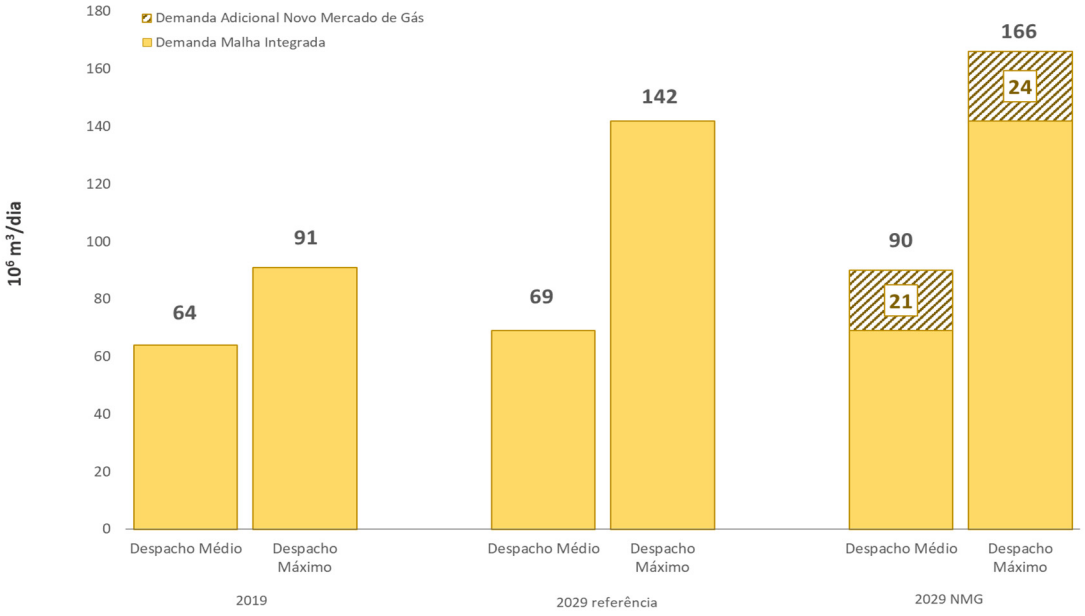
No consumo final de gás natural não-termelétrico, foi projetado um aumento potencial adicional, como energia e matéria-prima, de aproximadamente 17 milhões de m^3/dia em relação à trajetória de referência até 2029. Assim, a demanda não-termelétrica na malha integrada atingiria 79 milhões de m^3/dia em 2029, considerando os efeitos do NMG. Incluindo a demanda não-termelétrica fora da malha (sistemas isolados), o total atingiria 83,3 milhões de m^3/dia, conforme Gráfico 12-1.

A sensibilidade no consumo de gás para a geração termelétrica, com a premissa de preços mais competitivos, mostrou um aumento potencial de usinas termelétricas a gás natural na expansão do parque gerador. Em relação à trajetória de referência, espera-se um crescimento adicional da demanda termelétrica de gás natural de aproximadamente 7 milhões de m^3/dia até 2029, considerando o despacho pleno das novas usinas. O crescimento adicional da demanda considerando o despacho médio é de 4,2 milhões de m^3/dia.

Desse modo, a demanda potencial de gás natural adicional à trajetória de referência em decorrência do Novo Mercado de Gás pode

atingir 21 milhões de m³/dia (considerando a demanda termelétrica com despacho médio), podendo atingir 24 milhões de m³ com o despacho máximo em 2029. Para fins de comparação, esse último montante equivale ao volume atual do contrato *take-or-pay* do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), o que evidencia o potencial impacto do NMG sobre a demanda de gás natural no horizonte decenal. O Gráfico 12-3 ilustra o acréscimo na demanda em relação ao cenário de referência.

Gráfico 12-3 – Demanda adicional na malha integrada no contexto do Novo Mercado de Gás



OFERTA DE GÁS NATURAL

Além dos investimentos indicados nos estudos do ponto de vista dos condicionantes e das expectativas presentes (*business as usual*), o sucesso do NMG poderia atrair novos investimentos que não tenham sido observados, ou que não tenham obtido decisão final de investimento, sendo avaliados e amadurecidos internamente nos portfólios de diversas empresas, mas sem demonstrar condições de viabilidade econômica até então.

Pelo lado da oferta nacional, foi considerado que alguns campos produtores de petróleo e gás natural poderiam decidir pelo envio de uma maior parcela de sua produção bruta de gás natural para o litoral. A viabilidade desta estratégia para vários empreendedores de E&P seria aprimorada uma vez que haja o compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, e com a conclusão da construção das novas rotas do pré-sal (Rotas 4, 5 e 6), o que incentivaria a conexão de diversos projetos à infraestrutura de escoamento e processamento, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura.

Já no caso da oferta importada, considerou-se que poderia haver a conexão de até 6 novos terminais de GNL à malha integrada de gasodutos de transporte, sendo três deles previstos (Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA) e três indicativos no cenário de referência. Além disso, são considerados outros dois terminais hipotéticos adicionais dentre as diversas opções anunciadas e em processo de licenciamento ambiental no Brasil, totalizando 8 terminais de regaseificação considerados no cenário NMG. Esta interconexão permitiria o envio dos excedentes de gás natural que não estivessem sendo utilizados por UTEs para a malha integrada, sendo estes volumes comercializados em sua zona de influência por meio de contratos de curto prazo, com grande liquidez e preços competitivos.

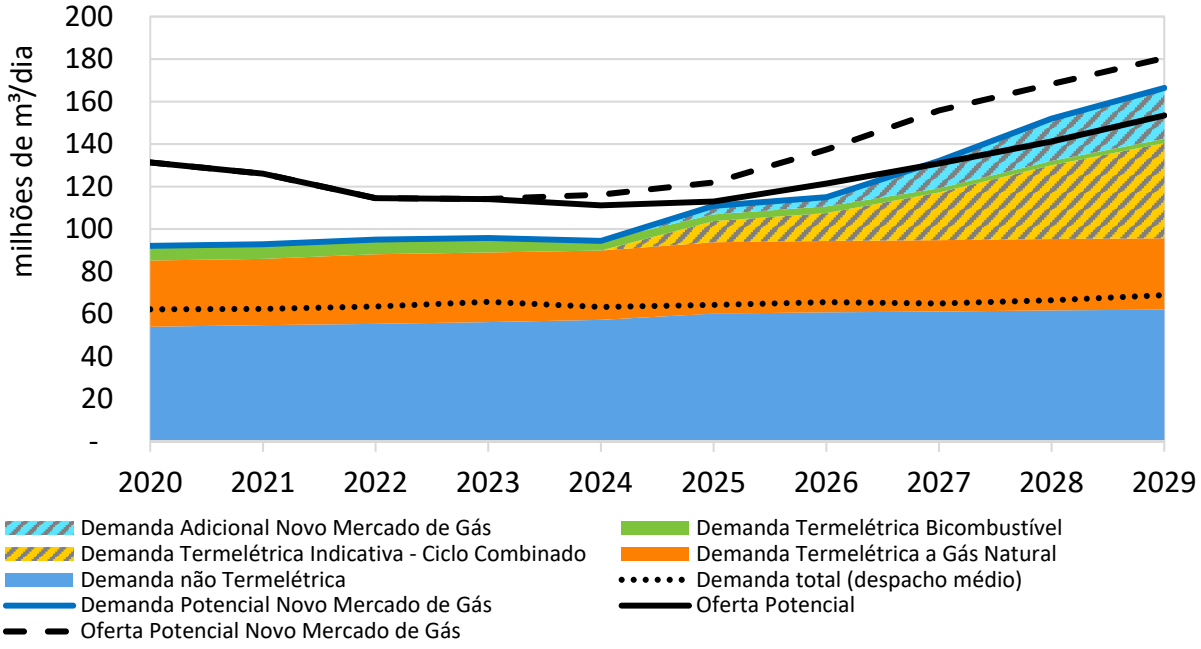
BALANÇO DE GÁS NATURAL NA MALHA INTEGRADA

Na Gráfico 12-4 são apresentados os volumes adicionais de oferta e demanda considerados no Novo Mercado de Gás, já consolidados sobre o gráfico do Balanço de Gás Natural apresentado no Capítulo 7.

Ressalta-se que a produção bruta de gás natural prevista neste ciclo do PDE conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal, que incluem maior consumo próprio para operação de compressores e unidades de produção, maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios, além da injeção do CO_2 após separação. Estes fatores fazem com que a diferença entre a Produção Bruta e a Produção Líquida (mostradas no Capítulo 5) seja maior que nos ciclos anteriores.

Mudanças no marco regulatório advindas do NMG, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando os 3 novos terminais de GNL previstos) 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.

Gráfico 12-4 – Balanço de gás natural da Malha Integrada com volumes adicionais considerados no NMG



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis; a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

LOGÍSTICA DO GÁS NATURAL

A oferta de gás natural poderá se dar via importação ou de produção nacional, com ênfase para o pré-sal. O gás importado ou nacional considera duas alternativas para o transporte, sendo a primeira através de gasodutos e a segunda via terminais de GNL.

O gás do produzido no pré-sal poderá ser movimentado inicialmente pelas rotas de escoamento em operação ou pelas rotas projetadas. Posteriormente, será transportado via gasoduto, de forma tradicional, através da malha existente ou da expansão de novos gasodutos.

Uma outra opção será a instalação de terminais de liquefação para transporte, utilizando o vasto litoral brasileiro, através de navios de cabotagem com acesso aos principais portos existentes no país.

No caso do GNL, a alternativa de cabotagem poderá representar uma solução mais econômica, dependendo das características do mercado, dos preços praticados e dos prazos dos contratos. Nas avaliações a serem feitas pelos empreendedores, deverão prevalecer as questões de custos e prazos de implantação, cuja definição levará em conta as análises técnica, econômica e ambiental, dos modais de gasoduto versus cabotagem.

INVESTIMENTOS

Neste ciclo do PDE, além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos), além de uma estimativa simplificada de investimentos em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada.

A Tabela 12-1 apresenta o resumo dos investimentos indicativos associados ao Novo Mercado de Gás cujo montante alcança R$ 43 bilhões acima dos R$ 18 bilhões considerados no cenário de referência.

Tabela 12-1 – Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (*business as usual*)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi
Gasodutos de Escoamento[1]	2	6,10	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte[1]	1	0,13	0	-	11	17,06
Terminais de Regaseificação de GNL[2]	3	1,20	3	1,2 0	2	0,8
UPGNs[3]	2	2,69	1	3,50	4	11,30
TOTAL	**8**	**10,12**	**5**	**7,83**	**27**	**42,81**

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AACE-18R-97); o custo de gasodutos de escoamento não inclui unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO.;
(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX), com data-base em dez/2017; a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97);
(3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

Fonte: Elaboração EPE.

OFERTA INTERNA DE ENERGIA

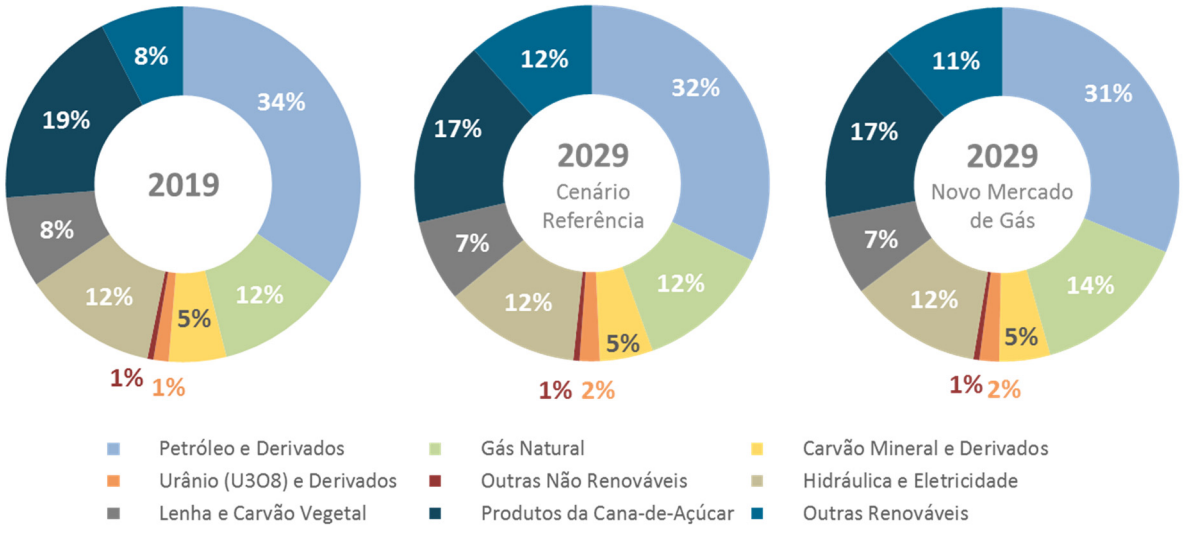
Por meio da consolidação da oferta e demanda adicional de gás natural na matriz energética nacional, são avaliados os impactos na Oferta Interna de Energia (OIE), no horizonte do PDE 2029.

A estimativa de volumes adicionais de gás natural que poderiam ser disponibilizados como efeito da maior abertura do mercado promovida pelo programa NMG mostra que a demanda adicional total pode ser plenamente atendida. Assim, a OIE apresenta um aumento na ordem de 7 milhões de tep em 2029, o que equivale a cerca de 20% da oferta de energia proveniente do gás natural em 2018, segundo o Balanço Energético Nacional.

Na comparação com o cenário de referência, a participação do gás natural na OIE aumenta de 12% para 14%, em 2029, considerando a demanda termelétrica média (Gráfico 12-5).

Adicionalmente, pode haver benefícios indiretos do NMG relacionados à produção de líquidos de gás natural em UPGN. O processamento dos volumes adicionais de gás natural pode gerar ofertas adicionais de etano, propano, butano e C5+, a depender das decisões de fracionamento tomadas.

Gráfico 12-5 – OIE: efeito do Novo Mercado de Gás na participação por fonte



12.2 Novos Instrumentos de Planejamento Associados à Expansão do Setor de Gás Natural

Em termos de planejamento no setor de gás natural, neste ano a EPE publicou adicionalmente o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG. Estes estudos buscam consolidar os projetos anunciados e indicativos de escoamento, processamento e transporte de gás natural que podem vir a ser construídos no País no horizonte decenal, incluindo análises técnicas, econômicas e socioambientais para cada alternativa.

No PIPE, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do pré-sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do pós-sal. Os gasodutos somam cerca de 2.100 km de extensão, sendo que alguns destes projetos constituem-se em diferentes alternativas para escoamento do gás natural *offshore* das mesmas bacias sedimentares (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri e Sergipe-Alagoas).

Considerando a construção de apenas uma alternativa para cada Bacia, estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 MMm^3/dia de capacidade de escoamento em ambiente *offshore* no País, além de UPGNs com capacidade total de processamento de gás natural de mais de 70 milhões de m^3/d.

No PIG, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, sendo 2 deles baseados em projetos de gasodutos autorizados, 1 baseado na ampliação de gasoduto existente, e 8 com a finalidade de interligar novas ofertas à malha integrada de gasodutos de transporte. A soma dos investimentos referentes a todos os projetos estudados alcança o patamar de R$ 17 bilhões, sendo que sua extensão somada alcança cerca de 2.000 km.

Também foi disponibilizada pela EPE a versão para Consulta Pública do "Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2019". Este documento é um estudo contínuo realizado em ciclos pela EPE para apoiar o Ministério de Minas e Energia - MME na elaboração do planejamento energético do País. Seu objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas, construída sob aspectos geológicos e econômicos, que permita representar zonas de importância petrolífera relativa das diversas áreas do país. Trata-se de uma ferramenta que possibilita conectar e avaliar a contribuição do setor de petróleo e gás natural ao desenvolvimento econômico nacional. Neste estudo é apresentado ainda um capítulo complementar sobre o teor de CO_2 nas bacias sedimentares brasileiras.

12.3 Análises Complementares do Setor Elétrico

Essa seção apresenta análises de sensibilidade adicionais, com o objetivo de alinhar conhecimento sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial. Considerando as incertezas intrínsecas ao planejamento de médio e longo prazo, entende-se que os agentes de mercado podem otimizar sua estratégia de negócio quando melhor munidos de informação.

A definição do Custo Variável Unitário – CVU para a geração termelétrica é fundamental, já que se trata de uma componente estratégica de alocação de custos e receitas de inteira responsabilidade dos empreendedores, que acaba se refletindo na competitividade dos empreendimentos nos leilões de energia (com base em sua estratégia e propensão ao risco) e, em última análise, em custos variáveis de geração, repassados aos consumidores finais.[77]

Sem dúvida, uma das principais variáveis para determinar o CVU é o efetivo preço do gás natural. Este, por sua vez, está associado a uma série de fatores ligados a modelos de negócio tão diversos como: (i) usinas a Gás Nacional ou Importado via gasodutos; (ii) usinas a GNL; e (iii) usinas *reservoir-to-wire* ou cabeça-de-poço.

Em particular, cada modelo de negócios incorpora diferentes premissas de estratégia e de risco por parte dos empreendedores, tanto do ponto de vista do mercado de gás natural quanto da geração termelétrica, especialmente no que se refere às condições de preço, como se viu por exemplo nos CVU declarados pelos empreendedores termelétricos a gás natural no leilão A-6/2019, que variaram de R$ 130/MWh a R$ 300/MWh.

Dentro desse contexto, a estimativa de CVU das usinas no PDE 2029 foi realizada com base nas melhores informações disponíveis, como a previsão de preços internacionais de combustíveis, além dos resultados históricos de leilões mais recentes, do estado da arte de tecnologias de geração adotadas no mercado nacional, e dos diferentes níveis e condições de inflexibilidade, como mostram os exemplos a seguir:[78]

- Para térmicas usando gás importado a partir de GNL, o preço do gás pode variar de US$ 7,40/MMBtu a US$ 9,35/MMBtu (entregue na usina), a depender do nível de inflexibilidade, e a eficiência da usina pode variar de 38% a 60%, de acordo com a tecnologia adotada. Ainda considerando perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, os valores de CVU resultantes variam de R$ 272/MWh a R$ 514/MWh.

[77] A definição do CVU específico para fins de competitividade nos leilões, bem como do CVU para fins contratuais, considerando critérios de reajustes, é estabelecida pelas Portarias MME nº 42 e 46/2007, pela Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 (Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)), pelos Informes Técnicos dos Preços de Referência de combustíveis de cada leilão e pelos contratos de energia elétrica.

[78] As premissas econômico-financeiras das usinas termelétricas, que refletem determinados modelos de negócio mencionados anteriormente, são apresentadas na Nota Técnica "Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo – 2019" (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-057_2019-r0).

- Para o gás nacional, toma-se como referência o valor de gás de US$ 5/MMBtu entregue na usina, com 60% de eficiência, perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, resultando em um CVU de R$ 193/MWh.
- A sensibilidade do CVU aos impostos pode ser avaliada comparativamente a um caso de isenção de ICMS. Nesta nova condição, o valor de CVU para o gás nacional seria de R$ 171/MWh e os valores de CVU para o GNL variariam entre R$ 240/MWh e R$ 450/MWh, *ceteris paribus*.
- Caso seja utilizado como referência o valor de gás de US$ 4/MMBtu entregue na usina, mantidas as mesmas condições de referência, o CVU resultante seria de R$ 160/MWh. Já utilizando um preço de gás de US$ 3/MMBtu o CVU reduziria para R$ 127/MWh.
- Por fim, alterando outras variáveis[79] de formação do CVU, podemos obter valores similares aos menores valores declarados no Leilão A-6/2019 (R$ 130/MWh).

Pelo lado do sistema elétrico, quanto menor for o custo de geração (CVU) de uma usina termelétrica, maior será o seu despacho esperado (resultando em maiores consumos de combustível e previsibilidade). Contudo, pelo lado do mercado de gás natural, a relação entre o consumo do combustível e o seu preço é inversamente proporcional: quanto maior o consumo esperado, menor deverá ser o preço unitário do combustível.

Dessa forma, foram elaboradas novas sensibilidades em relação ao Capítulo 3, de modo a capturar a relação entre CVU, preço do gás natural e inflexibilidade das usinas termelétrica em um contexto de maior competitividade do gás natural nacional.

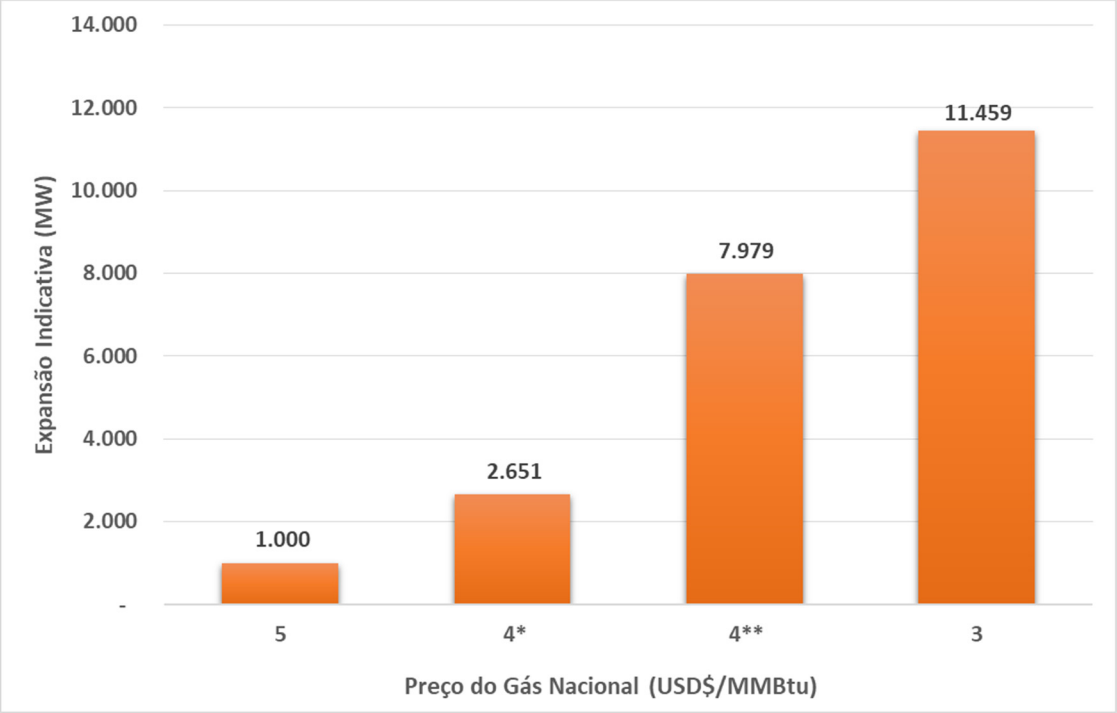
Em uma delas, foi retirada a limitação de 1.000 MW por ano na expansão das termelétricas, na perspectiva de disponibilidade suficiente de gás natural a US$ 4/MMBtu no horizonte do PDE 2029 para atender a expansão adicional, porém mantendo-se o nível de 50% de inflexibilidade. Nesse caso, o sistema elétrico comporta uma expansão de até cerca de 8.000 MW no período decenal, mantidas as demais premissas do cenário de referência.

A maior expansão das UTE inflexíveis ocorre em substituição à oferta indicativa de demais tecnologias, pois ao agregarem energia e capacidade de potência ao sistema, a sua maior inserção tende a reduzir a necessidade de expansão para atendimento a esses dois requisitos de forma combinada.

No Gráfico 12-6, além da expansão de usinas termelétricas utilizando gás nacional no cenário de referência e na análise de sensibilidade do capítulo 3, são apresentadas também os casos adicionais mencionados. Como se pode verificar, o montante de oferta termelétrica com inflexibilidade depende do nível do preço do combustível na expansão ótima do sistema elétrico brasileiro.

[79] Um exemplo adicional, comparativamente ao CVU de referência a partir do gás nacional, caso seja considerada uma usina termelétrica com eficiência de 62%, ciclo combinado, com menor valor de perdas na Rede Básica e consumo interno (de 4,5% para 3,5%), um O&M variável de US$ 5/MWh e um preço de gás nacional de US$ 4/MMBtu entregue na usina, resultaria em CVU de R$ 130/MWh, cerca de 33% inferior ao CVU de referência.

Gráfico 12-6 – Expansão indicativa de usinas termelétricas movidas a gás natural nacional de acordo com o preço do gás natural



Notas: (1) (*) Considerando um limite adicional de expansão de 2.000 MW de UTE a GN ao preço de US$ 4/MMBtu.
(2) (**) Considerando oferta ilimitada de GN, ao preço de US$ 4/MMBtu.
(3) Uma outra sensibilidade avalia o efeito com o gás natural nacional disponibilizado a US$ 3/MMBtu para as usinas termelétricas, mesmo apesar da improbabilidade da ocorrência desse nível de preço em larga escala no Brasil. Essa sensibilidade implica um CVU de R$ 127/MWh, e foi considerada inflexibilidade operativa das UTE de 80%. Nesse caso, a expansão é de até 11.500 MW de usinas termelétricas com alto grau de inflexibilidade.

Essa análise sugere que o patamar do "prêmio" associado à flexibilidade é o fator determinante para a melhor indicação de expansão para o SIN. Ou seja, a geração compulsória de tecnologias movidas a combustíveis fósseis deve apresentar um preço que compense sua inserção na matriz, já que o País conta com um vasto potencial de recursos naturais que apresentam custos variáveis de produção próximos a zero.

Vale destacar que determinadas regiões possuem grande oferta indicativa de geração não controlável, a exemplo da região Nordeste, que poderá ter 70% de fontes renováveis variáveis em 2029, de acordo com a trajetória de referência. Nessa situação, devido à dinâmica da geração e da carga, há uma relevante diferença entre os balanços de energia e de potência da região e as análises indicam predominância de exportação de energia e importação de potência, utilizando os limites de intercâmbio disponíveis nesses momentos. Nesse contexto, a expansão termelétrica que venham a se localizar na região Nordeste agregará maior valor ao sistema quanto mais flexível for.

Por fim, é importante ressaltar que, em situações em que o preço do gás natural seja equivalente em qualquer região do país, os modelos matemáticos apontam para o benefício econômico dessas termelétricas inflexíveis se localizarem próximas aos

centros de carga, tornando menor a necessidade de ampliação do sistema de transmissão, refletindo em redução nos custos e perdas elétricas, além do aumento na segurança elétrica ao SIN.

Entretanto, decisões estratégicas de política energética visando estimular o desenvolvimento em outras regiões do Brasil podem levar a uma distribuição dessa oferta potencial associada a ampliações dos intercâmbios entre as regiões para escoamento do excedente de geração. Uma das possibilidades a ser avaliada é o potencial de desenvolvimento do mercado secundário na região Nordeste.

Todos esses temas estão em discussão no grupo de trabalho criado pelo Comitê de Monitoramento da abertura do mercado de gás natural, conforme diretrizes.

Lista de Boxes

Box 1-1. Quais as condições para um maior crescimento da economia brasileira nos próximos 10 anos? 15
Box 2-1. Estudos de Resposta da Demanda no Planejamento Energético 24
Box 2-2. A Demanda por Biomassas Tradicionais nas Residências 30
Box 2-3. O Novo Mercado de Gás: Impactos sobre a Demanda 37
Box 2-4. Metodologia de Projeção de Curvas de Carga Horárias 42
Box 3-1. O Papel do Plano de Expansão em um Contexto de Inovações 47
Box 3-2. Modernização do Parque Hidrelétrico Brasileiro: Uma Oportunidade e um Caminho Necessário 51
Box 3-3. Integração Energética Regional 58
Box 3-4. A Evolução da Tecnologia Solar Fotovoltaica e seu Papel na Expansão 81
Box 3-5. Preparando o Caminho para Expansão da Geração Termelétrica Nuclear 85
Box 3-6. A Resposta da Demanda e o Planejamento Energético Brasileiro 94
Box 4-1. Atualização dos Critérios de Planejamento 98
Box 4-2. Desafios da Transmissão 99
Box 4-3. Perspectivas Tecnológicas para o Sistema de Transmissão Brasileiro 107
Box 4-4. Estudos de Suporte à Definição do Leilão de Roraima e Contratação em Sistemas Isolados 118
Box 4-5. Modernização do Sistema de Transmissão Associado à UHE Itaipu 122
Box 4-6. Impactos dos Empreendimentos Atrasados ou com Concessões Cassadas na Região Nordeste 126
Box 4-7. Empreendimentos Atrasados na Região Sul 137
Box 4-8. Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) 139
Box 5-1. Análise de Sensibilidade para Aumento da Produção Líquida de Gás Natural 150
Box 5-2. Incertezas ao Custo do Gás do pré-sal Com Presenção de CO_2 151
Box 5-3. Sensibilidade para a Participação da União no Volume Excedente da Cessão Onerosa 154
Box 6-1. E se houver variações da demanda de gasolina A? 168
Box 6-2. E se houver a entrada em operação de novas unidades de hidrotratamento? 169
Box 7-1. Oferta e Demanda Adicionais: Novo Mercado de Gás 184
Box 8-1. Análise de Sensibilidade para a Oferta de Etanol 204
Box 9-1. Eficiência Elétrica e a NDC 219
Box 9-2. Eficiência Energética na Indústria em Andamento 220
Box 9-3. Indicadores de Consumo Energético e “Benchmarking” 221
Box 9-4. Etiqueta em Edificações 226
Box 9-5. Energia Solar Térmica nas Indústrias 242
Box 10-1. Estudos de Inventário Hidrelétrico Participativos 245
Box 10-2. Compartilhamento de Experiências entre o Planejamento e o Licenciamento Ambiental 246
Box 10-3. Desafios e Iniciativas do Setor de Petróleo e Gás Natural 247
Box 10-4. Benefícios e Oportunidades da Expansão de Energia 255
Box 10-5. Planejamento Energético e Diversidade dos Povos Indígenas 258
Box 10-6. O Potencial Hidrelétrico Brasileiro e a Relação com as Áreas Protegidas 260
Box 10-7. A Importância dos Biocombustíveis 264

Lista de Figuras

Figura 3-1. Fluxograma do processo de expansão da oferta de energia elétrica 52
Figura 3-2. Passos para o desenvolvimento da Integração Regional 62
Figura 4-1 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2019 104
Figura 4-2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2029 105
Figura 4-3 - Sistema de conexão e escoamento da UHE Belo Monte 106
Figura 4-4 - Diagrama unifilar do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires 107
Figura 4-5 - Solução estrutural para escoamento das UTEs contratadas e futuras nos estados do RJ/ES 108
Figura 4-6 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia 109
Figura 4-7 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia 109
Figura 4-8 - Reforços na interligação Norte-SE/COe – Solução mitigadora dos atrasos de obras 112
Figura 4-9 - Reforços na interligação Norte-Nordeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras 114
Figura 4-10 - Interligação Norte-Nordeste – Configuração a partir de 2023 115
Figura 4-11 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração atual 116
Figura 4-12 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração 2023 116
Figura 4-13 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste 117
Figura 4-14 - Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar 121
Figura 4-15 - Representação da solução estrutural para integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN 123
Figura 4-16 - Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins 124
Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina em 2029 176
Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel em 2029 177
Figura 6-3 - Polidutos de transporte 178
Figura 7-1 - Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural 181
Figura 7-2 - Condições de contorno para a simulação em 2020 e 2029 da malha Nordeste 191
Figura 7-3 - Condições de contorno para a simulação em 2020 e 2029 da malha Sudeste 192
Figura 7-4 - Condições de contorno para a simulação em 2020 e 2029 do GASBOL e do GASUP 194
Figura 8-1 - Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística 207
Figura 8-2 - Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento 215
Figura 9-1 - Servicos que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade 215
Figura 9-2 - Peças para Promover a Inserção Eficiente de RED no Brasil 215
Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2029 254
Figura 10-2 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2029 260

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia 25
Tabela 2-2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade 44
Tabela 2-3 – SIN e subsistemas: carga de energia 45
Tabela 3-1 - Cesta de Oferta de UHE do MDI 57
Tabela 3-2 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta 61
Tabela 3-3 – Retirada de Capacidade Instalada Termelétrica do sistema por fato motivador 67
Tabela 3-4 - Usinas Hidrelétricas Indicativas 71
Tabela 3-5 - Resumo das folgas dos limites de intercâmbio 78
Tabela 3-6 - Taxas de crescimento das trajetórias de demanda no SIN 86
Tabela 3-7 - UHE Indicativas - Mercado Alternativo 88
Tabela 3-8 - Diferenças entre *what if* de maior oferta de Gás Nacional e caso de referência 91
Tabela 3-9 - Diferenças entre *what if* de Alternativas de Potência e trajetória de referência 97
Tabela 3-10 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa 98
Tabela 4-1 - Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul 113
Tabela 4-2 - Expansão das principais interligações entre subsistemas a partir de obras outorgada 120
Tabela 4-3 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão 144
Tabela 4-4 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação 144
Tabela 4-5 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios 147
Tabela 5-1 - Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil 162
Tabela 6-1 Projeções do preço de petróleo do tipo Brent 162
Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos 196
Tabela 8-1 - Investimento médio para construção de novas unidades e expansão das existentes (cana-de-açúcar) 204
Tabela 8-2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2019 e 2029 214
Tabela 8-3 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo 217
Tabela 9.1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos 220
Tabela 9.2 – Premissas de cálculo de substituição da geração diesel por baterias 240
Tabela 10-1 - Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2029 261
Tabela 10-2 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia 266
Tabela 10-3 - Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia 267
Tabela 10-4 - Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2029 269
Tabela 11-1 - Indicadores: consumo final de energia 272
Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal 273
Tabela 11-3 - Geração total de eletricidade 275
Tabela 11-4 - Expansão da Capacidade Instalada Total por Fonte de Geração 276
Tabela 11-5 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil 278

Tabela 11-6 - Acompanhamento da NDC x projeções do PDE 2029 279
Tabela 11-7 - Evolução da oferta de energia primária 280
Tabela 11-8 - Evolução da oferta de petróleo e derivados 280
Tabela 11-9 - Balanço de gás natural seco 281
Tabela 11-10 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2029 282
Tabela 11-11 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2029 283
Tabela 11-12 – Síntese dos Resultados 284
Tabela 11-13 – Síntese das estimativas de investimentos 286
Tabela 11-14 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2029 287
Tabela 12-1 – Investimentos previstos e indicativos no Setor de Gás Natural 287
Tabela A-1 – Ger. Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte para Expansão de Referência. 322
Tabela A-2 – Ger. Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte (incremento anual) 323
Tabela A-3 – Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Referência – Caso 1 324
Tabela A-4 – Evolução da Expansão para o Cenário de Demanda Alternativa Superior – Caso 2-1 325
Tabela A-5 – Evolução da Expansão para o Cenário de Demanda Alternativa Inferior – Caso 2.2 326
Tabela A-6 – Evolução da Expansão para o Cenário de Maior Oferta de Gás Natural – Caso 3 327
Tabela A-7 – Evolução da Expansão por Cenário de Critério de Suprimento de Potência – Caso 4 328
Tabela A-8 – Evolução da Expansão para Cenário de Alternativas ao Crit. Suprimento de Potência:Caso 5 ... 329
Tabela B-1 – Lista de usinas termelétricas retiradas do sistema por fato motivador 330

Lista de Gráficos

Gráfico 1-1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílios 16
Gráfico 1-2 - Evolução da população brasileira por regiões geográficas 17
Gráfico 1-3 - Evolução do PIB e do comércio do mundo 18
Gráfico 1-4 - Evolução do crescimento da taxa de investimento 18
Gráfico 1-5 - Evolução do PIB e do PIB per capita 19
Gráfico 1-6 - Evolução do PIB e do PIB per capita na trajetória alternativa 20
Gráfico 1-7 - Evolução dos valores adicionados macrossetoriais 21
Gráfico 1-8 - Evolução dos valores adicionados dos setores industriais 21
Gráfico 1-9 - Evolução das participações setoriais no PIB 23
Gráfico 2-1 - Consumo final de energia por setor 26
Gráfico 2-2 - Setor industrial: Consumo final de energia por segmento 27
Gráfico 2-3 - Setor industrial: Consumo final de energia por fonte 27
Gráfico 2-4 – Sendero energético industrial 28
Gráfico 2-5 - Participação dos modos na atividade e demanda energética do transporte de cargas 30
Gráfico 2-6 - Participação dos modos na atividade e consumo energético do transporte de passageiros 30
Gráfico 2-7 - Participação dos tipos de energia na demanda energética do setor de transportes 31
Gráfico 2-8 - Consumo final de energia no setor de edificações 31
Gráfico 2-9 - Consumo final de energia nas residências 32
Gráfico 2-10 - Consumo de energia elétrica por equipamento residencial 32
Gráfico 2-11 - Consumo final de energia no setor de serviços 33
Gráfico 2-12 – Distribuição do consumo final de energia no setor comercial em 2029 33
Gráfico 2-13 - Número de domicílios que utilizam biomassas tradicionais e consumo médio 34
Gráfico 2-14 - Consumo final de energia por fonte 35
Gráfico 2-15 - Consumo final de etanol por tipo 36
Gráfico 2-16 - Consumo final de biocombustíveis por fonte 36
Gráfico 2-17 - Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte 37
Gráfico 2-18 – Gás Natural: Demanda não-termelétrica 38
Gráfico 2-19 - Gás Natural: Consumo total por setor 40
Gráfico 2-20 - Gás Natural: Projeção do consumo e taxa média de crescimento do consumo por setor 40
Gráfico 2-21 - Gás Natural: Projeção do consumo e crescimento do consumo por segmento da indústria 41
Gráfico 2-22 - Acréscimo na demanda não termelétrica de gás natural em decorrência dos efeitos do NMG 42
Gráfico 2-23 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção 43
Gráfico 2-24 - PDE 2029 x PDE 2027: Comparação entre previsõesde carga de energia no SIN 45
Gráfico 2-25 - Exemplo: impactos de choques de consumo na curva de carga do setor residencial (PU*) 47
Gráfico 3-1 - Projeção de Carga do Mercado de Referência 65
Gráfico 3-2 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019 66

Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade 67
Gráfico 3-4 - Balanço Comercial de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda 68
Gráfico 3-5 - Expansão Indicativa de Referência 70
Gráfico 3-6 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia 71
Gráfico 3-7 - Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada 72
Gráfico 3-8 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga 73
Gráfico 3-9 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga 73
Gráfico 3-10 – CVU x Disponibilidade de Geração Térmica do SIN 74
Gráfico 3-11 – Fator de Despacho para as UTE indicativas do SIN (Simulação Newave) 74
Gráfico 3-12 – Atendimento à Demanda para novembro/29 75
Gráfico 3-13 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em novembro/29 75
Gráfico 3-14 – Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em maio/29 76
Gráfico 3-15 – Fator de despacho médio por Patamar de carga para as UTE indicativas da Região Sudeste no período em 2029 76
Gráfico 3-16 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Sul 2029 78
Gráfico 3-17 - Intercâmbio para Atendimento à Ponta:Nordeste: 2029 78
Gráfico 3-18 - Permanência do fornecimento/recebimento de energia do NE entre os meses de julho a dezembro: 2029 78
Gráfico 3-19 – Análise de demanda bruta e líquida do SIN em escala mensal – Ano de 2029 80
Gráfico 3-20 – Perfis típicos de carga bruta e líquida do SIN 80
Gráfico 3-21 – Perfis típicos de carga bruta e líquida Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste 81
Gráfico 3-22 – Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO e NE em escala anual 81
Gráfico 3-23 – Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes não controláveis por subsistema 82
Gráfico 3-24 – Análise das rampas observadas na DB e DL do Nordeste – Escala Mensal 82
Gráfico 3-25 – Rampas a partir da Demanda líquida, em escala intradiária para o Nordeste 83
Gráfico 3-26 – Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018 84
Gráfico 3-27 - Expansão Indicativa - Mercado Alternativo 87
Gráfico 3-28 – Participação das fontes na expansão dos diferentes crescimentos de mercado 88
Gráfico 3-29 - Oferta de Gás Natural Nacional 90
Gráfico 3-30 - Variações na Expansão Termelétrica Indicativa a Gás Natural de maior CVU 92
Gráfico 3-31 - Atendimento à Demanda Máxima do SIN por Expansão Térmica a Gás (Ciclo Aberto) 93
Gráfico 3-32 - $CVaR_{5\%}$ da Potência não Suprida para Redução da Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN) 93
Gráfico 3-33 – CVaR5% da Potência não Suprida para Aumento na Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN) 94
Gráfico 3-34 - Risco de Déficit de Potência PDE x Caso Sem Expansão de 10.4GW até 2029 94
Gráfico 3-35 - Risco de Déficit de Potência PDE x Caso com mais 5.8GW de Expansão a partir de 2023 94

Gráfico 3-36 – Exemplo de impacto da Resposta da Demanda na curva de oferta x demanda 96
Gráfico 4-1 - Acréscimos de capacidade nas principais interligações entre subsistemas 120
Gráfico 4-2 - Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão 144
Gráfico 4-3 - Investimento total em subestações, por nível de tensão 144
Gráfico 4-4 - Investimento em linhas de transmissão por ano 145
Gráfico 4-5 - Investimento em subestações, por ano 145
Gráfico 4-6 - Investimento Total – Período 2020 a 2024 146
Gráfico 4-7 - Investimento Total – Período 2025 a 2029 146
Gráfico 5-1 - Previsão de produção diária de petróleo nacional 150
Gráfico 5-2 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal 152
Gráfico 5-3 - Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional 153
Gráfico 5-4 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional 153
Gráfico 5-5 – Previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás 154
Gráfico 5-6 - Previsão de produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal 155
Gráfico 5-7 – Break-even do Gás Natural do pré-Sal por Teor de CO_2 156
Gráfico 5-8 – Previsão de Produção de Petróleo com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa 158
Gráfico 5-9 – Previsão de Produção de Gás Natural com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa 158
Gráfico 5-10 – Previsão de produção de petróleo por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO 159
Gráfico 5-11 – Previsão de produção de gás natural por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO 159
Gráfico 5-12 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P 160
Gráfico 5-13 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P 161
Gráfico 5-14 - Previsão de entrada em operação de novas UEP 162
Gráfico 6-1 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo 162
Gráfico 6-2 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e principais derivados 167
Gráfico 6-3 - Balanço Nacional de Petróleo 170
Gráfico 6-4 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo 171
Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina 172
Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel 173
Gráfico 6-7 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo 174
Gráfico 6-8 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo 175
Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição . 182
Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural 184
Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada) 186
Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil 187

Gráfico 7-5 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com volumes adicionais considerados no Novo Mercado de Gás 189
Gráfico 8-1 - Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada 200
Gráfico 8-2 - Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar 201
Gráfico 8-3 - Projeção da produção brasileira de açúcar 202
Gráfico 8-4 - Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação) 203
Gráfico 8-5 - Projeção da demanda total de etanol 206
Gráfico 8-6 - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia 209
Gráfico 8-7 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço 210
Gráfico 8-8 - Demanda de biodiesel 213
Gráfico 9-1 – Contribuição dos RED 221
Gráfico 9-2 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2029 221
Gráfico 9-3 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2029 222
Gráfico 9-4 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total 222
Gráfico 9-5 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética elétrica 222
Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo específico de energia 224
Gráfico 9-7 – Ganhos de eficiência do transporte de cargas 226
Gráfico 9-8 – Ganhos de eficiência no transporte de passageiros 226
Gráfico 9-9 - Participação dos modos na demanda energética do transporte de passageiros 227
Gráfico 9-10 - Ganhos de eficiência sistêmica do setor transportes 227
Gráfico 9-11 - Consumo médio por equipamento 227
Gráfico 9-12 - Consumo evitado de energia elétrica nas residências 228
Gráfico 9-13 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh) 228
Gráfico 9-14 - Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia 229
Gráfico 9-15 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica 229
Gráfico 9-16 – Setor comercial: consumo de eletricidade (kWh/m^2) 229
Gráfico 9-17 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética 231
Gráfico 9-18 – Projeção da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída 233
Gráfico 9-19 - Potência e Energia por fonte em 2029 na trajetória de referência 233
Gráfico 9-20 - Histórico e Projeção do *payback* médio para diferentes tipologias de MMGD FV 234
Gráfico 9-21 – Histórico e Projeção de Capacidade 235
Gráfico 9-22 – Sensibilidade Regulatória na Projeção de Micro e Minigeração Distribuída 235
Gráfico 9-23 – Capacidade da Bateria versus Autoconsumo da MMGD 237
Gráfico 9-24 – VPL do Investimento em Baterias com Aumento do Autoconsumo da Microgeração 238
Gráfico 9-25 – VPL do investimento em baterias com tarifa branca 239
Gráfico 9-26 – Diferença de VPL entre Investimento em Baterias e Diesel 240
Gráfico 9-27 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh) 244
Gráfico 9-28 – Número de domicílios com SAS (mil unidades) 245
Gráfico 9-29. - Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água no setor residencial (GWh) 246

Gráfico 10-1 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia 266
Gráfico 11-1 – Oferta interna de energia per capita 273
Gráfico 11-2 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável 274
Gráfico 11-3 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte 274
Gráfico 11-4 - Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte 277
Gráfico 11-5 - Participação das fontes na capacidade instalada total 277
Gráfico 11-6 - Capacidade instalada de geração elétrica: renovável *versus* não-renovável 278
Gráfico 12-1 – Acréscimo na demanda não-termelétrica de gás natural em decorrência do NMG 277
Gráfico 12-2 – Oferta de Gás Natural Nacional 277
Gráfico 12-3 – Demanda Adicional na malha integrada no contexto do Novo Mercado de Gás 278
Gráfico 12-4 – Balanço de gás natural na malha integrada com volumes adicionais considerados no NMG 278
Gráfico 12-5 – OIE: efeito do Novo Mercado de Gás na participação por fonte 278
Gráfico 12-6 – Expansão indicativa de usinas termelétricas movidas a GN nacional de acordo com o preço do gás natural 278
Gráfico A-1 – Balanço de Energia e limites de Fornecimento/Recebimento das regiões do SIN 331
Gráfico A-2 – Balanço de Ponta e limites de Fornecimento/Recebimento das regiões do SIN 333
Gráfico A-3 – Custo Marginal de Operação e CME Energia 335
Gráfico A-4 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2023 336
Gráfico A-5 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2025 336
Gráfico A-6 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2027 337
Gráfico A-7 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2029 337
Gráfico A-8 – TUST média de geração 338
Gráfico A-9 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2023 338
Gráfico A-10 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2025 339
Gráfico A-11 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2027 339
Gráfico A-12 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2029 340
Gráfico A-13 – TUST média da carga 340

Referências Bibliográficas

GERAIS

ARBACHE, J. **Produtividade no setor de serviços.** In: NEGRI, F. R; CAVALCANTE , L. R. (orgs.) Produtividade no Brasil: Desempenho e Determinantes – Vol 2. Brasília: Ipea, 2015.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges.** Washington, DC: October, 2018.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 1º trimestre de 2018.** Disponível em: < http://www.ibge.gov.br/>. Acesso em jul/2019.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Projeção da população: Brasil e unidadades da fereração: revisão 2018.** Rio de Janeiro: IBGE, 2018.

ECONOMIA

ARBACHE, J. **Produtividade no setor de serviços.** In: NEGRI, F. R; CAVALCANTE , L. R. (orgs.) Produtividade no Brasil: Desempenho e Determinantes – Vol 2. Brasília: Ipea, 2015.

CONFERENCE BOARD. **Total Economy Database - Growth Accounting and Total Factor Productivity**. Disponível em: < http://www.conference-board.org>. Acesso em jan/2019.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges.** Washington, DC: October, 2018.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 1º trimestre de 2018.** Disponível em: < http://www.ibge.gov.br/>. Acesso em jul/2019.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Projeção da população: Brasil e unidadades da fereração: revisão 2018.** Rio de Janeiro: IBGE, 2018

DEMANDA

ABICLOR, 2019. **Tecnologias de Produção**. Disponível em: http://www.abiclor.com.br/a-industria-de-cloro-alcalis/tecnologias/

EPE, 2019. **Balanço Energético Nacional (ano-base 2018)**. Disponível em: http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben

Gellings, C. W., 2012. **The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. 1 ed. Florida, CRC Press.

GILS, Hans Christian. **Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy**, Volume 67, 2014. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001534. Acesso em: 9 agosto 2019.

Muller,G., Falcão, D. A Fuzzy **Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term Demand of Electricity**: Application to the Brazilian Interconnected Power System. ISGT Latin America 2019.

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Portaria MME nº 187, de 04 de abril de 2019, 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 05 abr. 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/115681371/Portaria_n_187-2019/. Acesso em: 16 ago. 2019.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-RE-52/2018-r1 - Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-RE-XX/2019-r0 - Custo Marginal de Expansão para o Sistema Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo - 2019.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

CNPE [Conselho Nacional de Política Energética] Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 29 de julho de 2018. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139153/RES_9_CRITERIO_GF.pdf. Acesso em: 16 ago. 2019

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-RE-035/2017-r2 - Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2017. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-RE-067/2018-r0 - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-NT-057/2019-r0 - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo - 2019.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 20XX. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

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.

Goldberg, Joseph, Espeseth Lier, Oeyvind. **Rehabilitation of hydropower: an introduction to economic and technical issues**. 2011.

EPRI [Electric Power Research Institute] **Hydro Life Extension Modernization Guides: Volume 2 Hydromechanical Equipment**, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. TR-112350-V2.

EPRI [Electric Power Research Institute] **Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment**, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. TR-112350-V3.

IEEE [Institute of Electrical and Electronics Engineers] **IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants**, in IEEE Std 1147-2005 (Revision of IEEE Std 1147-1991) , vol., no., pp.0_1-51, 2006 doi: 10.1109/IEEE-STD.2006.99379

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Balanço Energético Nacional (BEN) 2018: Ano base 2017, 2018**. Disponível em https://ben.epe.gov.br. Acesso em ago/2019.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Plano Nacional de Energia - 2050**. Disponível em http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050.

IEA [International Energy Agency] **World Energy Investment 2019**, 2019. Disponível em https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2019

Fu, Ran, David Feldman, and Robert Margolis. **2018. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72399. Disponível em https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **EPE-DEE-RE-091/20X8-r0 - Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

IRENA [International Renewable Energy Agency] **Renewable Power Generation Costs in 2018**, 2019, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3

IEA [International Energy Agency] **Status of Power System Transformation 2018 - Advanced Power Plant Flexibility**. 2018. Disponível em http://www.cleanenergyministerial.org/sites/default/files/2018-06/Status%20of%20Power%20System%20Transformation%202018_0.pdf

EIA [Energy Information Administration], **Annual Energy Outlook 2019**. Disponível em https://www.eia.gov/outlooks/aeo/

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.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético**. Rio de Janeiro: EPE, jul. 2019. Disponível em: < http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-lanca-a-nota-tecnica-resposta-da-demanda-conceitos-aspectos-regulatorios-e-planejamento-energetico>.

ANEEL. **Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL**. "Proposta de abertura de Audiência Pública para revisão do programa de Resposta da Demanda, de que trata a Resolução Normativa nº 792/2017.

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 junho de 2017, com atualização monetária como Informe Teécnico EPE-DEE-IT-054/2019-rev0

EPE-DEE-IT-054/2019-rev0 – Informe Técnico – "Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019"

EPE-DEE-RE-005/2018-rev1- "Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso"

EPE-DEE-DEA-NT-001/2018-rev0 - "Estudo de Alternativas para Suprimento de Energia Elétrica ao Oiapoque pelo Sistema Elétrico Interliado Nacional"

EPE-DEE-RE-054/2017-rev1 - "Estudo para Escoamento do Potencial de Geração e Suprimento da Região de Dianópolis"

EPE-DEE-RE-049/2018-rev1 – "Estudo de Atendimento às Cargas das SE Cícero Dantas e Olindina"

EPE-DEE-RE-031/2018-rev0 - "Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres"

EPE-DEE-RE-074/2018-rev1 - "Estudo de Atendimento à região Oeste da Bahia "

EPE-DEE-RE-071/2018-rev0 - "Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"

EPE-DEE-RE-068/2018-rev2 - "Avaliação do lAtendimento às Cargas da Subestação Pirajá"

EPE-DEE-RE-090/2018-rev1 - "Eestudo de Suprimento à Região Metropolitana de Fortaleza"

EPE-DEE-NT-036/2018-rev0 - "Expansão da SE 500/230/69 kV Gilbués II"

EPE-DEE-NT-024/2018-rev0 - "Expansão da SE 500/230 kV Açu III"

EPE-DEE-NT-035/2018-rev0 - "Expansão da SE 500/230 kV Barreiras II"

EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 - "Atendimento à Região Nordeste de Goiás"

EPE-DEE-RE-047/2018-rev0 - "Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba"

EPE-DEE-RE-043/2018-rev0 - "Atendimento à Zona a Mata Mineira e Região da Mantiqueira"

EPE-DEE-NT-098/2018-rev0 - "Diagnóstico do Sistema de Atendimento ao Distrito Federal considerando-se Critérios Diferenciados"

EPE-DEE-NT-021/2018-rev0 - "Atendiemnto a Timóteo - MG"

EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 - "Expansão do Sistema de Transmissão para Escoamento do Potencial Termelétrico dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo"

EPE-DEE-NT-001/2018-rev0 - "Estudo de Alternaivas de reforço ao Atendimento à Região de Italva - RJ"

EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 - "Estudo Prospectivo para Escoamento de Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo"

EPE-DEE-RE-087/2018-rev0 - "Reavaliação da LT 440 kV Fernão Dias – Cabreúva - CD"

EPE-DEE-RE-006/2018-rev0 - "Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 1 (Obras recomendadas para o Curto Prazo)".

EPE-DEE-RE-132/2015-rev1 - "Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Regiões Norte e vale do Itajaí"

EPE-DEE-RE-088/2018-rev0 - "Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 1 (Obras recomendadas para o Curto Prazo)".

EPE-DEE-RE-050/2018-rev0 - "Expansão do Sistema de Transmissão para Escoamento do Potencial termelétrico dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo" (Relatório R2)

EPE-DEE-RE-047/2019-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região Metropoitana de São Paulo - Sub-regiões Norte, Leste e Sul"

EPE-DEE-RE-001/2019-rev1 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região de Naviraí"

EPE-DEE-RE-002/2019-rev0 - " Reavaliação da Necessidade das Obras Constantes no Contrato de Concessão Nº 002/2015-ANEEL"

EPE-DEE-RE-009/2019-rev3 - "Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional"

EPE-DEE-NT-015/2019-rev0 - "Avaliação de reforços na rede DIT do Estado de SP"

EPE-DEE-RE-027/2019-rev0 - "Atendimento à Região Central do Estado de Goiás"

EPE-DEE-RE-039/2019-rev0 - " Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 2 (Obras Estruturantes)"

PRODUÇÃO DE 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 abr/2019.

BP. **BP Statistical Review of World Energy, 2017**. Disponível em: http://www.bp.com/statisticalreview/ > Acesso em jun/2019.

EPE. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás.** Acesso em: nov/2017.

ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

ANP (2018). **Dados Estatísticos – Produção de derivados**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2018 Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>.

ANP (2015). **Resolução ANP n° 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 (2013). **Resolução ANP n° 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>.

CADE (2019). **Termo de Compromisso de Cessação de Prática**. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Disponível em: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-refinarias-de-petroleo/tcc-cade-petrobras.pdf>

CNPE (2018). **Resolução nº 16, de 29 de outubro de 2018**. Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf>

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 (2015). **Portaria MAPA n° 75, de 5 de março de 2015**.Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Disponível em: <http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sislegis>.

MME (2019). Videoconferência com Ministério de Minas e Energia realizada em 16/07/2019.

MME (2016). **Política Nacional de Biocombustíveis. Renovabio**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>

PETROBRAS (2019a). **Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>

PETROBRAS (2019b). **Resultados 2º Trimestre 2019**. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15307/9512_703292.pdf>

PETROBRAS (2018a). **Petrobras e CNPCI assinam Carta de Intenções para promover investimentos na Refinaria do Comperj e na área de Marlim**. Disponível em:<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-e-cnpci-assinam-carta-de-intencoes-para-promover-investimentos-na-refinaria-do-comperj-e>.

PETROBRAS (2018b). **Resultados Consolidados do Segundo Trimestre de 2018**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>

PETROBRAS (2016). **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>.

SPPI (2019). **Projetos em Andamento. Secretaria do Programa de Parcerias de Investimentos**. Disponível em: < https://www.ppi.gov.br/projetos1#/s/Em%20andamento/u//e/Portos/m//r/>

GÁS NATURAL

ABEGAS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. **Alvopetro construirá unidade de processamento de gás natural na Bahia**. 2019. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/72544>. Acesso em out/2019.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Despacho Nº 9 de 3 de janeiro de 2019.** 2019. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57876870>. Acesso em out/2019.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização Nº 329 de 22.5.2019 – DOU 23.5.2019**. 2019. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/autorizacoes/2019/maio&item=aut-329-2019>. Acesso em out/2019.

CNI [Confederação Nacional das Indústrias]. **A Indústria e o Brasil. Gás Natural – Uma Proposta de Política para o País**. 2010. Disponível em: < http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2012/09/a-industria-e-o-brasil-gas-natural-uma-proposta-de-politica-para-o-brasil/>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados**, Dezembro, 2016. Disponível em < http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf >. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia**. Junho, 2017a. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%BAstria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf >. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos – Instalações Industriais de Gás Natural**. Agosto, 2018b. Disponível em: < http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-compilacao-de-correlacoes-de-custos-de-equipamentos-instalacoes-industriais-de-gas-natural >. Acesso em ago/2018.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, Janeiro, 2018. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20>. Acesso em ago/2019.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para construção da Unidade de Processamento de Gás Natural em Itaboraí**. Março, 2018a. Disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/6321>. Acesso em ago/2018.

PETROBRAS. **Desinvestimentos no Setor de Fertilizantes: Concessão de Exclusividade para Negociação**. Maio, 2018b. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/6157>. Acesso em ago/2018.

OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ABIOVE. (2018a). Estatística Mensal do Complexo Soja. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais.

ABIOVE. (2018b). Pesquisa de Capacidade Instalada da Indústria de Óleos Vegetais.

ABRACICLO. (2019). Dados do Setor: vendas atacado 2018, 2019. Associação Brasileira dos Fabricantes de Motocicletas, Ciclomotores, Motonetas, Bicicletas e Similares.

ANEEL. (2012). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro.

ANEEL. (2015). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro.

ANEEL. (23 de julho de 2019). Banco de Informações da Geração (BIG). (Agência Nacional de Energia Elétrica) Fonte: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2019). Aneel homologa limites do PLD. Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANFAVEA. (2019). Anuário da indústria automobilística brasileira 2018. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores.

ANP. (2017). Boletim Mensal do Biodiesel. Fevereiro de 2017. ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANP. (2018a). Resolução ANP nº 719, de 22 de fevereiro de 2018. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília: Diário Oficial da União.

ANP. (2018b). Resolução ANP nº 758/2018. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2018b). Tomada Pública de Contribuições nº 2/2018. Venda direta de etanol. Diário Oficial da União, Brasília, 06 agosto. 2018.

ANP. (2018c). Leilões de Biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2018c). Nota Técnica do Grupo de Trabalho Portaria nº 357/2018 nº 001/2018 - Análise da Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 2/2018 – Venda Direta de Etanol. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANP. (2018c). Resolução ANP nº 719, de 22 de fevereiro de 2018. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília: Diário Oficial da União.

ANP. (2018d). Resolução ANP nº 758/2018. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2018g). Levantamento de preços.

ANP. (2019a). Autorização para a produção de biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2019b). RenovaBio. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2019c). Resolução ANP nº 791/2019. Dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2019d). Dados Estatísticos. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANP. (2019d). Estatísticos, Dados. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANP. (2019e). Informações de Mercado. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

ANP. (2019f). Estabelece as especificações de qualidade de biodiesel, para determinar a obrigatoriedade da aditivação do biodiesel com antioxidante e estabelecer novo limite de especificação da característica estabilidade à oxidação. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

ASTM. (2015). Standard Specification for Jet B Wide-Cut Aviation Turbine Fuel. ASTM D6615 - 15a. American Standard Testing Materials.

ASTM. (2018). Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons. ASTM D7566 – 18. American Standard Testing Materials.

BNDES. (2006). Seminário Nacional de Desenvolvimento Econômico. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro.

BNDES. (2019). BNDES Prorenova. BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social.

BNDES. (2019a). Comunicação Pessoal. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Sustentável.

BNDES. (2019b). Maior Sistema Brasileiro para Escoar Etanol Terá R$1,8 Bi de Apoio do BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Agência BNDES de Notícias, Rio de Janeiro.

BNDES. (2019d). Navegador de Financiamentos. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social.

BRASIL. (1993). Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2004). Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Brasília: Diário Oficial da União.

BRASIL. (2005). Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Brasília: Diário Oficial da União.

BRASIL. (2013). Lei nº 12.859, de 10 de setembro de 2013. Institui crédito presumido da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) na venda de álcool, inclusive para fins carburantes. iário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2013). 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. . Câmara dos Deputados.

BRASIL. (2016). Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016. Diário Oficial da União, Brasília, DF: 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.

BRASIL. (2016). Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2017a). Decreto nº 9.101, de 20 de julho de 2017. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, e o Decreto nº 6.573, de 19 de setembro de 2008, que reduzem as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2017a). Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2017b). Decreto nº 9.112, de 28 de julho de 2017. Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de álcool, inclusive para fins carburantes. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (2019). PORTARIA Nº 547, DE 31 DE AGOSTO DE 2019. Altera o Anexo II da Resolução nº 125, de 15 de dezembro de 2016. Ministério da Economia, SECRETARIA ESPECIAL DE COMÉRCIO EXTERIOR E ASSUNTOS INTERNACIONAIS. Brasília: Diário Oficial da União.

BRASIL. (s.d.). Decreto nº 8.395, de 28 de janeiro de 2015. Altera os decretos que reduzem as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de avia. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (s.d.). Decreto nº 9.308, de 15 de março de 2018. Dispõe sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis de que trata a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Diário Oficial da União, Brasília.

BRASIL. (s.d.). Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de álcool, inclusive para fins carburantes. Diário Oficial da União, Brasília.

CADE. (2018). Nota técnica nº 24/2018/DEE/CADE. Análise sobra a Tomada Pública de Contribuições 2/2018 da ANP a respeito da venda direta de etanol. Conselho Administrativo de Defesa Econômica, Brasília.

CAMEX. (2017). Resolução CAMEX nº72, de 31 de agosto de 2017. Altera a Lista Brasileira de Exceções à Tarifa Externa Comum do Mercosul referente aos produtos Com um teor de água igual ou inferior a 1% vol (Álcool Etílico). Secretaria Executiva da Câmara de Comércio Exterior. Brasília: Diário Oficial da União.

CCEE. (05 de julho de 2019). (C. d. Elétrica, Produtor) Fonte: Leilões: www.ccee.org.br.

CEOXPO. (2016). Metodologia dos Levantamentos de Custo de Produção Agroindustriais do Setor Sucroenergético. Rio de Janeiro.

CEPEA/ESALQ. (2019). Preços Agropecuários: Etanol (indicador mensal). Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada/Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”.

CNPE. (2015). Resolução CNPE nº 3, de 21 de setembro de 2015. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União.

CNPE. (2017). Resolução CNPE nº 23, de 09 de novembro de 2017. Estabelece a adição obrigatória de diesel, em volume, de dez por cento de biodiesel vendido ao consumidor final. Conselho Nacional de Politica Energética. Brasília: Diário Oficial da União.

CNPE. (2018b). Resolução CNPE n° 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Conselho Nacional de Politica Energética. Brasília: Diário Oficial da União.

COGEN. (Setembro de 2009). Bioeletricidade - Reduzindo emissões e agregando valor ao sistema elétrico.

CONAB. (2019). Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Safra 2018/2019. Companhia Nacional de Abastecimento, Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília.

CONFAZ/MF. (2017). Ato COPETE/PMPF nº 15/2017. Conselho Nacional de Política Fazendária/Ministério da Fazenda, Diário Oficial da União de 09 de agosto.

CONFAZ/MF. (2019). Alíquotas e reduções de base de cálculo nas operações internas dos Estados e do Distrito Federal, 2018. Conselho Nacional de Política Fazendária/Ministério da Fazenda.

CONSECANA. (2019). Circulares CONSECANA. Conselho de Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Etanol do Estado de São Paulo.

CTBE. (2018). Comunicação pessoal. Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol, Campinas.

CTC. (2019). Comunicação Pessoal. Centro de Tecnologia Canavieira.

DATAGRO. (2015). Balanço de Oferta e Demanda Mundial de Açúcar. DATAGRO, Barueri.

DATAGRO. (2019). Balanço mundial de açúcar. Edição 03-19. Barueri.

EC. (2018). Clean Energy for All Europeans. European Commission, Energy, Bruxelas.

EIA. (2019). Monthly Energy Review. Renewable Energy. Total Energy Data. Energy Information Administration, Washington DC.

ELETROBRAS. (2019). PROINFA. (C. E. Brasileiras, Produtor) Acesso em Junho de 2019, disponível em Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras: www.eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx

EMBRAPA. (2010). Zoneamento Agroecológico do Dendê para as Áreas Desmatadas da Amazônia Legal (ZAE-Dendê). Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária.

EPA. (2018). Final Renewable Fuel Standards for 2019, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2020. United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

EPE. (2013). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2012. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2014). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2013. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2015). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2014. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2015). Plano decenal de expansão de energia 2024. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de janeiro.

EPE. (2016). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2015. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2016). Documento-Base para a elaboração de uma estratégia de implementação e financiamento da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil ao Acordo de Paris. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2017). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2016. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2017). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2018). Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2018a). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2017. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2018b). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2017. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2018b). Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2018 – 2030. Empresa de Pesquisa Energéticca, Rio de Janeiro.

EPE. (2018c). Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2018 – 2030. Empresa de Pesquisa Energéticca, Rio de Janeiro.

EPE. (2019). Considerações sobre a proposta de flexibilização do modelo de comercialização de etanol hidratado no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica Reservada.

EPE. (2019a). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2018. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE. (2019b). Balanço Energético Nacional 2019. Ano-base 2018. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EQUIPAV. (Setembro de 2009). Uso da palha da cana-de-açúcar. São Paulo, SP, Brasil.

EUA. (2007). Ato de Independência e Segurança Energética de 2007. Congresso dos Estados Unidos da América, Washington DC.

FECOMBUSTIVEIS. (2018). Fundação Nacional do Comércio de Combustíveis e de Lubrificantes.

FENAUTO. (2019). Venda de veículos usados fica quase estável em 2018. Federação Nacional das Associações dos Revendedores de Veículos Automotores.

GRANBIO. (2019). Bioflex I: Produção de Biocombustível. Granbio, São Paulo.

IEA. (2004). Biofuels for transport – an international perspective. International Energy Agency.

IEA. (2019). World Energy Outlook 2019. International Energy Agency.

IMEA. (2017). Clusters de etanol de milho em Mato Grosso. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá.

IPCC. (2014). Greenhouse Gas Emissions by Economic Sectors. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.

ISO. (2017). Sugar Year Book 2017. International Sugar Organization, Londres.

ITAÚ BBA. (2017). Perspectivas – Diagnóstico Financeiro do Setor Sucroenergético. Comunicação Pessoal.

JOSEPH JR, H. (2009). PROCONVE (Programa de controle da poluição do ar por veículos automotores). Apresentação: As Fases Passadas e Futuras. Seminário sobre Emissões de Veículos Diesel, 27 de outubro de 2009. Comissão de Energia e Meio Ambiente. ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, São Paulo.

KELLENS, M. (2018). Biodiesel's Past, Present and Future. BIODIESEL MAGAZINE. BIODIESEL MAGAZINE.

LANE, J. (2018). VERBIO North America acquires Iowa cellulosic ethanol facility from DuPont. BIOFUELS DIGEST.

LOGUM. (2019). Informações ANP. LOGUM LOGÍSTICA S.A., Rio de Janeiro.

LOGUM. (2019a). Comunicação pessoal. LOGUM LOGÍSTICA S.A., Rio de Janeiro.

LOGUM. (2019b). Informações ANP. LOGUM LOGÍSTICA S.A., Rio de Janeiro.

MAPA. (2016). Projeções do agronegócio Brasil 2015/16 a 2025/26. Projeções de longo prazo. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília.

MAPA. (2019). Cronologia da Mistura Carburante Etanol Anidro - Gasolina no Brasil. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília.

MAPA. (2019). Sustentabilidade / Agroenergia. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

MCTI. (2019). Fatores de emissão de CO2 para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil, como, por exemplo, inventários corporativos. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Brasília.

MDIC. (2019). Dados Estatísticos das Exportações e Importações Brasileiras - COMEXSTAT. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio. Dados Estatísticos das Exportações e Importações Brasileiras., Brasília.

MILANEZ, A. Y., NYKO, D., VALENTE, M. S., XAVIER, C. E., KULAY, L., DONKE, C. G., et al. (2014). A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política. Revista BNDES, 41, p.147-208.

MMA. (2018). Resolução MMA/CONAMA nº 490, de 16 de novembro de 2018. Estabelece a Fase PROCONVE P8 de exigências do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores - PROCONVE para o controle das emissões de gases poluentes e de ruído para veículos auto. Ministério do Meio Ambiente. Brasília: Diário Oficial da União.

MME. (2013). Portaria MME nº116, de 04 de abril de 2013. Estabelece diretrizes específicas para formação de estoques de biodiesel no País. Ministério de Minas e Energia: Diário Oficial da União, Brasília,DF. 08.abr.2013.

MME. (2017a). Boletim dos biocombustíveis. Edição nº 109, maio/junho. Ministério de Minas e Energia, Brasília.

MME. (2017b). 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. Ministério de Minas e Energia. Brasília: Diário Oficial da União.

MME. (2018). Relatório de consolidação dos testes para validação da utilização de misturas com biodiesel B10 em motores e veículos. Grupo de trabalho para testes com o biodiesel. Ministério de Minas e Energia, Brasília.

MME. (2018b). Portaria MME nº 311 -. Brasília, DF: Estabelece diretrizes específicas para a realização dos leilões públicos destinados à contratação do biodiesel necessário para atendimento à adição obrigatória ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

MME. (2018b). Portaria nº 311 de 27 de julho de 2018. Ministério de Minas e Energia: Estabelece diretrizes específicas para a realização dos leilões públicos destinados à contratação do biodiesel necessário para atendimento à adição obrigatória ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

MME. (2018b). Portaria nº 311 de 27 de julho de 2018. Ministério de Minas e Energia.

MME. (2018c). Portaria MME nº270, de 25 de junho de 2018. Itera Portaria MME nº516, de 11 de novembro de 2015: Ministério de Minas e Energia.

MME. (2019). Consulta Pública nº 70. Proposta de Metas Nacionais de Descarbonização da Matriz de Combustíveis - Ciclo 2020-2029, submetida à consulta pública, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Ministério de Minas e Energia. Brasília: Diário Oficial da União.

MME. (2019). Relatório de consolidação dos testes para validação da utilização de misturas com biodiesel B15 em motores e veículos. Grupo de trabalho para testes com o biodiesel. Ministério de Minas e Energia.

MS. (2018). Brasil assume meta para reduzir 144 mil toneladas de açúcar até 2022. Ministério da Saúde.

NOVACANA. (2018). Usina de E2G da Raízen deve atingir capacidade máxima em 2019/20. Curitiba.

NOVACANA. (2019). GranBio tem novo prejuízo, mas CEO segue acreditando no E2G e na venda de tecnologia. NOVACANA.

NTU. (2019). As mudanças no Proconve e os impactos para o transporte coletivo. Associação nacional das empresas de transporte urbano.

OECD/FAO. (2006). World Agriculture Towards 2030-2050. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma.

OECD/FAO. (2012). World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma.

OECD/FAO. (2016). Agricultural Outlook 2016-2025. Roma.

PETROBRAS. (2018a). Fato Relevante - Programa Temporário de Subvenção do Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2018b). Fato Relevante: Recebimento de pagamento do 1º período da 3ª fase do Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2018c). Fato Relevante: Recebimento de pagamento do 2º período da 3ª fase do Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2018d). Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2019a). Fato Relevante: Recebimento de pagamento do 4º período da 3ª fase do Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2019b). Recebimento de pagamento do 5º período da 3ª fase do Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PETROBRAS. (2019c). Recebimento de pagamento do 6º período da 3ª fase do Programa de Subvenção ao Preço do Diesel.

PLURAL. (2019). Workshop Renovabio. Comunicação Pessoal por e-mail em 23 de maio de 2019. Associação Nacional das Distribuidoras de Combustíveis, Lubrificantes, Logística e Conveniência, Rio de Janeiro.

RAÍZEN. (2018). Tecnologia em Energia Renovável. Etanol de Segunda Geração. Raízen, São Paulo.

REUTERS. (2019). Logum obtém R$1,81 bi do BNDES para novos investimentos em logística de etanol. Nova Iorque: Thomson Reuters Corp.

ROTH, F. (2017). Life Cycle Cost Analysis (LCCA) of the Production and Supply of Aviation Fuel in Brazil – A Cost Mapping Approach of Comparable Scenarios for the implementation of Alternative Jet Fuels.

ROUSSEF, D. V. (2004). Biodiesel – O novo combustível do Brasil. Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel. Apresentação da Ministra de Minas e Energia. Casa Civil, Brasília.

SENADO FEDERAL. (2018). Projeto de Decreto Legislativo nº 61. Susta o artigo 6º da Resolução nº43, de 22 de dezembro de 2009, da Agência Nacional do Petróleo. Agência Nacional do Petróleo.

TOLMASQUIM, M. T. (2016). Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: EPE.

UDOP. (2019). Cana de açúcar: plantio mecanizado de cana recua. União dos Produtores de Bioenergia.

UDOP. (2019). Usinas / Destilarias. União dos Produtores de Bioenergia, Araçatuba.

UE. (2008). EP seals climate change package. Parlamento Europeu, Bruxelas.

UE. (2009). Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23/04/2009. EUR-Lex.

UNEM. (2018). Comunicação pessoal. União Nacional do Etanol de Milho, Ribeirão Preto.

UNEM. (2019). Etanol de Milho no Brasil. Painel 10 da conferência Abertura de Safra 2019/20. União Nacional do Etanol de Milho, Ribeirão Preto.

UNICA. (2013a). União da Indústria de Cana-de-açúcar: Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14.

UNICA. (2013b). Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14. União da Indústria de Cana-de-açúcar.

UNICA. (2014a). Comunicação Pessoal. União da Indústria de Cana-de-açúcar.

UNICA. (2014b). Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14. União da Indústria de Cana-de-açúcar.

UNICA. (2017). Comunicação Pessoal. União da Indústria de Cana-de-açúcar.

UNICA. (2019). Acompanhamento de Safra. União da Indústria de Cana-de-açúcar - UNICADATA.

UNICA. (2019). UNICADATA. União da Indústria de Cana-de-açúcar, São Paulo.

USDA. (2018). Foreign Agricultural Service Circular. Series- WAP 8-18 - August 2018 - World Agricultural Production. United States Department of Agriculture.

USDA. (2018). Foreign Agricultural Service Circular. Series- WAP 8-18 - August 2018 - World Agricultural Production. United States Department of Agriculture.

WHO. (2015). Guideline: Sugars intake for adults and children. World Health Organization.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

[ABRASOL] **Associação Brasileira de Energia Solar Térmica**. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2019 - Base 2018, 2019.

[ANEEL]. **Resolução Normativa** n° 801/2017. 19 de dezembro de 2017.

[ANEEL]. **Programa de Eficiência Energética. Gestão do Programa**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/ Consulta em agosto de 2019.

BNEF [Bloomberg New Energy Finance]. **Storage System Costs: More than just a battery**. 2017

[ELETROBRAS] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Energia Solar para aquecimento de água no Brasil-Contribuições da Eletrobras Procel e Parceiros**. 2012.

[EPE]– Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Documento de Apoio ao PNE 2050. Janeiro de 2019.

_____. **Balanço Energético Nacional 2018, ano base 2017**. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf

_____. **Balanço Energético Nacional 2019, ano base 2018**. Rio de Janeiro, RJ, 2019. Disponível no site: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas

[IBGE], 2019. **Pesquisa Industrial Anual** – Empresa.

IRENA [International Renewable Energy Agency]. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. Abu Dhabi, 2017

JUNIOR, E. F. C. **Utilização de sistemas de aquecimento solar de água em processos industriais**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção na Universidade Paulista. São Paulo, 2015. Disponível em: https://www.unip.br/presencial/ensino/pos_graduacao/strictosensu/eng_producao/download/eng_etevaldofranciscojunior.pdf

MEKHILIEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. **A review of solar energy use in industries. Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Brighton-UK, v. 15, n.4, p. 1777-1790, maio 2011. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004533

[MINISTÉRIO DAS CIDADES]. **Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017**. Dispõe sobre as condições gerais para provisão de sistemas alternativos de geração de energia para empreendimentos destinados à aquisição e alienação com recursos advindos da integralização de cotas no Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, e contratação de operações com recursos transferidos ao Fundo de Desenvolvimento Social - FDS, no âmbito do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 nov. 2017.

MITSIDI Projetos. **Elaboração de estudos e insumos para auxiliar o desenvolvimento do Plano de Ação de Eficiência Energética**, EDIFICAÇÕES. Elaborado pela Mitsidi Projetos no âmbito da cooperação técnica da GIZ com a EPE. .Junho de 2018.

[ODYSSEE] **European Energy Efficiency Database**. Disponível em: http://www.odyssee-indicators.org/2019.

[PROCEL] Programa de Conservação de Energia Elétrica, PROCEL Industria; ELETROBRAS; CNI/SESI/SENAI/IEL – Sistema Industria. **Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidades de redução de custo e experiência internacional**. Brasília: Agosto, 2009. Disponível em: http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_24/2012/09/05/220/20121126132514523849i.pdf

[Procel]. Resultados PROCEL 2018 – ano base 2017. Disponível em: http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2018/docs/Procel_rel_2018_web.pdf

QUALITEC-APPLUS. **Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados** – Segmento Celulose e Papel. Brasil. Maio, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-314/topico-407/PRODUTO%204_Vpublicacao.pdf

SCHMIDT et al. **Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies**. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100, January 2019.

SOLAR PAYBACK – **Energia Termossolar para a Industria: Brasil**. Maio, 2018. Disponível em: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/national_process_heat_bra_spb.pdf

TAIBI, E.; GIELENB, D.; BAZILIAN, M. **The potential for renewable energy in industrial applications**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Brighton-UK, v. 16, n.1, p. 735-744, janeiro 2012. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111004497

ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, 5 de outubro de 1988.

_____. **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.

_____. Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004. Promulga a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT sobre Povos Indígenas e Tribais.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração - BIG**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acesso em: ago. 2019.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP n° 27, de 18 de outubro de 2006**. Aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. Disponível em: http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2006/outubro&item=ranp-27-- Acesso em: jul 2019.

Comissão Pró-Índio. **Direitos Quilombolas. Observatório de Terras Quilombolas.** Disponível em: http://cpisp.org.br/direitosquilombolas/ Acesso em: ago. 2019.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução CNPE n° 16, de 29 de outubro de 2018.** Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050.** Nota Técnica PR 04/18, Série Recursos Energéticos. Rio de Janeiro: EPE, 2018a. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050. Acesso em: ago. 2019.

_____.**Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo.** Documento de Apoio ao PNE 2050, Estudos de Longo Prazo. Rio de Janeiro: EPE, 2018b. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050. Acesso em: ago. 2019.

_____. **Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2029.** Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

_____. **Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

_____. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e uso da Energia.** Nota Técnica. Rio de janeiro. 2016. Disponível em: http://www.epe.gov.br.

FCP - Fundação Cultural Palmares. **Quadro Geral de Comunidades Remanescentes de Quilombo (CRQs)**. Quadro geral 02-08-2019. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/wp-content/uploads/2015/07/quadro-geral-02-08-2019.pdf Acesso em: ago. 2019.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Censo demográfico 2010: características gerais dos indígenas, resultados do universo**. Rio de Janeiro: IBGE, 2012.

LIMA, J. W. M.; COLLISCHONN, W.; MARENGO, J. A. (Ed.). **Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica**. São Paulo: AES Tietê. Hunter Books Editora, 2014. 360 p.

MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação. **3ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.** Volume III. Brasília, 2016.

_____. **Relatórios de Referência do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Setor Energia**. Brasília, 2015.

MMA – Ministério de Meio Ambiente. **Aprimoramento dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (Enhancing Climate Services for Infrastructure Investments - CSI).** Disponível em http://www.mma.gov.br Acesso em: ago. 2019.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Projeto META nº 12/2018: Análise dos reflexos das mudanças climáticas nas metodologias de planejamento**. Brasília, 2018.

Créditos de ícones:

Ícone de usina elétrica criado por Iconathon, ícone de biocombustíveis criado por Georgiana Ionescu e ícone de apresentação criado por Danil Polshin. Disponível em: https://thenounproject.com/. Acesso em: ago. 2019.

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 INVESTIMENTO S.A
AMAZONAS GERAÇÃO & TRANSMISSÃO
AMÉRICA LATINA LOGÍSTICA – ALL
AMIRYS BIOTECHNOLOGIES
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. - AMPLA
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM EQUIPAMENTOS - ABIMAQ
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS AÉREAS – ABEAR
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO – ABEGAS
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS – ABIOVE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO - ABAL
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO BIOGÁS E DO BIOMETANO - ABIOGÁS
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA - APINE
ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIODISEL 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 BRASILIENSE 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 - BAHIAGÁS
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
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - CSPE
COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE
CONSELHO DOS PRODUTORES DE CANA-DE-AÇÚCAR, AÇÚCAR E ÁLCOOL –
CONSECANA
CONSULCANA
COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO – COPPE/UFRJ
COSERN NEOENERGIA
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. - CPFL-G
DATAGRO – CONSULTORIA DE ETANOL E AÇÚCAR
DEDINI S.A. INDÚSTRIAS DE BASE
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS - DMEPC
DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - DEMEI
DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - (GIZ) GMBH
DESENVIX ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A
DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A. – DUKE - GP
EDP – BANDEIRANTE
EDP BRASIL
EDP - ESCELSA
ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO
ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR
ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR
ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ELETROSUL
ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – PPSA
EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA
EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A. - EEVP
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A. - EEB
EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL
EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. – JOÃO CESA
EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA. - EFLUL
EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A. - ELFSM
EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. - EMAE
ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO
ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ
ENERGIAS COMPLEMENTARES DO BRASIL GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. - ECBRASIL
ENERGISA BORBOREMA
ENERGISA MATO GROSSO
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL
ENERGISA MINAS GERAIS
ENERGISA NOVA FRIBURGO
ENERGISA PARAÍBA
ENERGISA SÃO PAULO
ENERGISA SERGIPE
ENERGISA TOCANTINS
EQUATORIAL TRANSMISSÃO
EQUIPAV
ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA
ESTELAR ENGENHEIROS ASSOCIADOS LTDA
FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA - FORCEL
FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - FURNAS
GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A. - GAS BRASILIANO GBD
GÁS DE ALAGOAS S/A - ALGÁS
GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A. - GAS NATURAL SPS
GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
GERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESPÍRITO SANTO – BR ES
GOL – LINHAS AÉREAS INTELIGENTES
HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A. – HIDROPLAN
IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IENERGIA
INDÚSTRIA BRASILEIRA ÁRVORES – IBÁ
INSTITUTO AÇO BRASIL – IABR
INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ - IAP
INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE
INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS - IBP
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA
INSTITUTO DE ECONOMIA DA UFRJ – IE/UFRJ
INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE
INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE
ISOLUX CORSÁN
ITAÚ BBA
JDC ENERGIA
LABORATÓRIO NACIONAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO BIOETANOL – CTBE
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - LIGHT
MANAUS ENERGIA S.A. - MANAUS
MINAS PCH S.A.
MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA
MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES – MRE
MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA. – MUXFELDT
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS
PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
PETROBRAS TRANSPORTE SA - TRANSPETRO
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO DE EMPRESAS – PECEGE
PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEL
PSA GROUPE
REDE EMPAS DE ENERGIA ELÉTRICA – GRUPO REDE
RGE - SUL
RIO GRANDE DE ENERGIA S.A. – RGE
RIO VERDINHO ENERGIA S.A.
SERGIPE GÁS S.A. – SERGAS
SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO – SNIC
SOMA - SERVIÇOS, ORGANIZACÃO E MEIO AMBIENTE LTDA
STATE GRID DO BRASIL
STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.
TRACTEBEL ENGIE
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA
UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE – UBRABIO
UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA
UNIÃO NACIONAL DO ETANOL DE MILHO – UNEM
USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA. – UHENPAL
VALE S.A.
VOTORANTIM ENERGIA

Anexos

A. Capítulo 3

CAP. III - ANEXO I

Tabela A-1 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FONTE[a]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RENOVÁVEIS	**138.284**	**140.002**	**141.026**	**142.036**	**148.366**	**154.196**	**158.776**	**163.741**	**168.739**	**173.814**	**178.915**
HIDRO[b]	**101.288**	**101.899**	**101.935**	**101.935**	**102.139**	**102.139**	**102.139**	**102.523**	**102.942**	**103.436**	**103.958**
OUTRAS RENOVÁVEIS:	**36.996**	**38.103**	**39.091**	**40.101**	**46.227**	**52.057**	**56.637**	**61.217**	**65.797**	**70.377**	**74.957**
PCH e CGH	**6.385**	**6.610**	**6.787**	**6.898**	**7.207**	**7.545**	**7.845**	**8.145**	**8.445**	**8.745**	**9.045**
EÓLICA	**15.017**	**15.370**	**15.477**	**15.742**	**20.263**	**24.475**	**27.475**	**30.475**	**33.475**	**36.475**	**39.475**
BIOMASSA[c] + BIOGÁS	**13.412**	**13.643**	**13.790**	**13.840**	**14.135**	**14.415**	**14.695**	**14.975**	**15.255**	**15.535**	**15.815**
SOLAR CENTRALIZADA	**2.182**	**2.480**	**3.037**	**3.622**	**4.622**	**5.622**	**6.622**	**7.622**	**8.622**	**9.622**	**10.622**
NÃO RENOVÁVEIS	**22.672**	**24.474**	**25.779**	**25.779**	**27.705**	**29.293**	**29.239**	**33.114**	**35.319**	**36.916**	**42.059**
URÂNIO	**1.990**	**1.990**	**1.990**	**1.990**	**1.990**	**1.990**	**1.990**	**3.395**	**3.395**	**3.395**	**3.395**
GÁS NATURAL[d]	**12.921**	**14.436**	**15.741**	**15.741**	**17.859**	**21.234**	**22.662**	**25.679**	**28.315**	**31.339**	**36.190**
CARVÃO	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**3.017**	**1.790**	**2.083**
ÓLEO COMBUSTÍVEL[e]	**3.697**	**3.697**	**3.697**	**3.697**	**3.697**	**2.510**	**1.028**	**657**	**226**	**25**	**25**
ÓLEO DIESEL[e]	**1.047**	**1.333**	**1.333**	**1.333**	**1.141**	**542**	**542**	**366**	**366**	**366**	**366**
TOTAL DO SIN	**160.956**	**164.476**	**166.805**	**167.814**	**176.070**	**183.489**	**188.015**	**196.855**	**204.059**	**210.729**	**220.974**
Itaipu 50Hz [f]	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**	**7.000**
TOTAL DISPONÍVEL	**167.956**	**171.476**	**173.805**	**174.814**	**183.070**	**190.489**	**195.015**	**203.855**	**211.059**	**217.729**	**227.974**

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 > O 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) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.
(g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela A-2 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE[a]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RENOVÁVEIS	**1.719**	**1.024**	**1.010**	**6.330**	**5.830**	**4.580**	**4.965**	**4.999**	**5.075**	**5.101**
HIDRO[b]	611	36	0	204	0	0	385	419	495	521
OUTRAS RENOVÁVEIS:	1.107	988	1.010	6.126	5.830	4.580	4.580	4.580	4.580	4.580
PCH e CGH	225	177	111	310	338	300	300	300	300	300
EÓLICA	353	107	264	4.521	4.213	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
BIOMASSA[c] + BIOGÀS	231	147	50	295	280	280	280	280	280	280
SOLAR CENTRALIZADA	298	557	585	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
NÃO RENOVÁVEIS	**1.802**	**1.305**	**0**	**1.926**	**1.589**	**-54**	**3.875**	**2.205**	**1.596**	**5.143**
URÂNIO	0	0	0	0	0	0	1.405	0	0	0
GÁS NATURAL[d]	1.516	1.305	0	2.118	3.374	1.429	3.016	2.636	3.024	4.851
CARVÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.227	293
ÓLEO COMBUSTÍVEL[e]	0	0	0	0	-1.186	-1.483	-371	-431	-201	0
ÓLEO DIESEL[e]	286	0	0	-192	-600	0	-176	0	0	0
TOTAL DO SIN	**3.520**	**2.328**	**1.010**	**8.256**	**7.419**	**4.526**	**8.839**	**7.204**	**6.671**	**10.244**

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 > O 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) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.

CAP. III - ANEXO II
Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão Centralizada (2021-2029), considerando saídas do MDI

Tabela A-3 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Referência – Caso 1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	257	487	930	-	1.674	16.569
PCH - Sudeste	-	-	-	-	77	300	300	300	300	1.277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	300	223	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	100	100	600	3.249
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	600	600	600	600	600	600	600	4.200	20.160
Eólica - Nordeste	-	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	16.800	80.640
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	800	800	800	800	800	800	800	5.600	19.600
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	200	200	200	200	200	200	200	1.400	4.900
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	-	-	1.598	717	602	2.834	553	6.304	22.696
GNL Sul Flexível[b]	-	-	-	-	694	-	1.537	-	758	2.988	10.759
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	-	3.375	-	2.504	76	71	1.547	7.573	19.374
Gás Flexível CA Sul	-	-	-	498	-	325	820	-	249	1.892	4.840
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-		-	-	86	119	744	948	2.426
Gás Flexível CA Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	293	293	2.113
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	1.000	4.737
Retrofit Térmicas	249	867	-	2.036	1.824	1.133	500	178	-	6.787	10.316
TOTAL	249	867	4.480	10.489	8.696	9.515	8.688	8.712	9.723	61.419	238.654

(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 A-4 - Evolução da Expansão para o Cenário de Demanda Alternativa Superior – Caso 2-1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	344	680	650	-	1.674	16.569
PCH - Sudeste	-	-	-	-	77	300	300	300	300	1.277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	300	223	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	100	100	600	3.249
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	600	600	600	600	700	700	700	4.500	21.600
Eólica - Nordeste	-	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.800	2.800	2.800	18.000	86.400
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	1.588	1.588	1.588	1.588	1.588	1.588	1.588	11.117	26.680
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	397	397	397	397	397	397	397	2.779	6.670
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	194	-	3.376	-	466	1.287	747	6.070	21.854
GNL Sul Flexível[b]	-	-	627	-	930	-	1.459	-	-	3.016	10.859
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	842	4.143	-	1.656	-	275	2.178	9.093	23.263
Gás Flexível CA Sul	-	-	596	-	-	-	735	685	69	2.086	5.336
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	743	286	16	1.352	2.396	6.130
Gás Flexível CA Norte	-	-	-	-	-	456	-	201	59	716	1.831
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	500	500	500	1.500	10.830
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000	18.949
Retrofit Térmicas	249	867	-	2.036	1.824	1.133	500	178	-	6.787	10.316
TOTAL	249	867	7.724	11.744	11.696	10.897	11.691	10.857	11.969	77.693	286.810

(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 A-5 - Evolução da Expansão para o Cenário de Demanda Alternativa Inferior – Caso 2.2

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	118	226	1.050	-	1 394	13.274
PCH - Sudeste	-	-	-	51	26	300	300	300	300	1 277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	249	274	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	50	50	50	50	50	50	300	1.625
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	-	-	282	600	600	600	600	2.682	12.873
Eólica - Nordeste	-	-	-	-	1.128	2.400	2.400	2.400	2.400	10.728	51.492
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	800	800	800	800	800	800	800	5.600	19.600
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	200	200	200	200	200	200	200	1.400	4.900
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	-	-	1.263	5	-	2.667	1.761	5.696	20.508
GNL Sul Flexível[b]	-	-	-	-	255	535	733	275	596	2.394	8.619
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	-	787	142	1.927	-	-	1.037	3.893	9.959
Gás Flexível CA Sul	-	-	-	-	-	463	-	-	450	914	2.337
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-	232	232	595
Gás Flexível CA Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retrofit Térmicas	249	867	-	1.686	1.824	1.483	500	178	-	6.787	10.316
TOTAL	249	867	1.480	4.003	6.423	9.061	5.989	8.700	8.606	45.379	172.371

(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 A-6 - Evolução da Expansão para o Cenário de Maior Oferta de Gás Natural – Caso 3

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	344	400	790	-	1.534	15.027
PCH - Sudeste	-	-	-	-	77	300	300	300	300	1.277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	300	223	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	100	100	600	3.249
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	499	600	600	600	600	600	600	4.099	19.675
Eólica - Nordeste	-	-	1.995	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	16.395	78.698
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	800	800	800	800	800	800	800	5.600	19.600
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	200	200	200	200	200	200	200	1.400	4.900
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	-	-	2.073	428	422	1.495	397	4.816	17.338
GNL Sul Flexível[b]	-	-	-	-	692	-	1.671	-	905	3.267	11.764
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	-	3.414	-	2.206	-	11	1.772	7.404	18.941
Gás Flexível CA Sul	-	-	-	587	-	325	422	196	466	1.996	5.106
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	13	-	500	-	513	1.313
Gás Flexível CA Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	-	884	884	884	2.651	12.560
Retrofit Térmicas	249	867	-	1.686	1.824	1.483	500	178	-	6.787	10.316
TOTAL	249	867	3.974	10.267	9.169	9.380	8.878	8.635	9.004	60.423	234.762

(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 A-7 - Evolução da Expansão por Cenário de Critério de Suprimento de Potência – Caso 4

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	257	487	930	-	1.674	16.569
PCH - Sudeste	-	-	-	-	77	300	300	300	300	1.277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	300	223	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	100	100	600	3.249
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	600	600	600	600	600	600	600	4.200	20.160
Eólica - Nordeste	-	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	16.800	80.640
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	800	800	800	800	800	800	800	5.600	19.600
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	200	200	200	200	200	200	200	1.400	4.900
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	-	-	1.598	717	602	2.834	553	6.304	22.696
GNL Sul Flexível[b]	-	-	-	-	694	-	1.537	-	758	2.988	10.759
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	293	293	2.113
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	1.000	4.737
Retrofit Térmicas	249	867	-	2.036	1.824	1 133	500	178	-	6.787	10.316
Gás Flexível CA Op. 1	-	-	-	-	-	2.829	982	3.019	3.522	10.352	27.949
Gás Flexível CA Op. 2	-	-	-	-	-	-	982	190	3.522	4.694	12.675
Gás Flexível CA Op. 3	-	-	-	-	-	-	-	190	2.540	2.730	7.371
Gás Flexível CA Op. 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Op. 5	-	-	-	3.873	-	6.702	982	6.892	5.822	24.271	65.532
Gás Flexível CA Op. 6	-	-	-	3.873	-	8.202	982	8.392	5.822	27.271	73.632
Gás Flexível CA Op. 7	-	-	-	4.873	-	9.202	982	9.392	5.822	30.271	81.732
Gás Flexível CA Op. 8	-	-	1.000	4.873	1.000	9.202	1.982	9.392	6.822	34.271	92.532
TOTAL Op. 1	249	867	4.480	6.616	8.696	9.515	8.688	8.712	9.723	57.546	229.673
TOTAL Op. 2	249	867	4.480	6.616	8.696	6.686	8.688	8.712	9.723	54.717	222.036
TOTAL Op. 3	249	867	4.480	6.616	8.696	6.686	7.706	8.712	9.723	53.735	219.384
TOTAL Op. 4	249	867	4.480	6.616	8.696	6.686	7.706	8.522	7.183	51.005	212.013
TOTAL Op. 5	249	867	4.480	10.489	8.696	9.515	8.688	8.712	12.023	63.719	246.341
TOTAL Op. 6	249	867	4.480	10.489	8.696	11.015	8.688	8.712	12.023	65.219	250.391
TOTAL Op. 7	249	867	4.480	11.489	8.696	11.015	8.688	8.712	12.023	66.219	253.091
TOTAL Op. 8	249	867	5.480	11.489	8.696	11.015	8.688	8.712	12.023	67.219	255.791

(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 A-8 - Evolução da Expansão para o Cenário de Alternativas ao Critério de Suprimento de Potência – Caso 5

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)										Investimento até 2029 (R$ milhões)
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total	
Hidrelétrica[a]	-	-	-	-	-	257	487	930	-	1.674	16.569
PCH - Sudeste	-	-	-	-	77	300	300	300	300	1.277	6.385
PCH - Sul	-	-	300	300	223	-	-	-	-	823	4.115
Biomassa	-	-	150	150	150	150	150	150	150	1.050	4.200
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	100	100	600	3.249
Biogás	-	-	30	30	30	30	30	30	30	210	1.575
Eólica - Sul	-	-	600	600	600	600	600	600	600	4.200	20.160
Eólica - Nordeste	-	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	16.800	80.640
Fotovoltaica - Nordeste	-	-	800	800	800	800	800	800	800	5.600	19.600
Fotovoltaica - Sudeste	-	-	200	200	200	200	200	200	200	1.400	4.900
GNL Sudeste Flexível[b]	-	-	-	-	1.678	1.489	.0	2.010	890	6.066	21.841
GNL Sul Flexível[b]	-	-	-	-	646	-	1 689	449	245	3.029	10.904
GNL Nordeste Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Norte Flexível[b]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	-	3.151	-	975	-	-	888	5.014	12.826
Gás Flexível CA Sul	-	-	-	699	-	-	-	-	440	1.139	2.914
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-	728	728	1.862
Gás Flexível CA Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	57	57	413
Gás pré-sal	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	1.000	4.737
Retrofit Térmicas	249	867	-	2.036	1.824	1.133	500	178	-	6.787	10.316
Modernização UHEs	-	-	-	-	-	500	500	500	500	2.000	6.618
Resposta da Demanda	-	-	-	-	-	500	500	500	500	2.000	-[c]
TOTAL	249	867	4.480	10.466	8.728	9.433	8.256	9.147	9.827	61.453	233.824

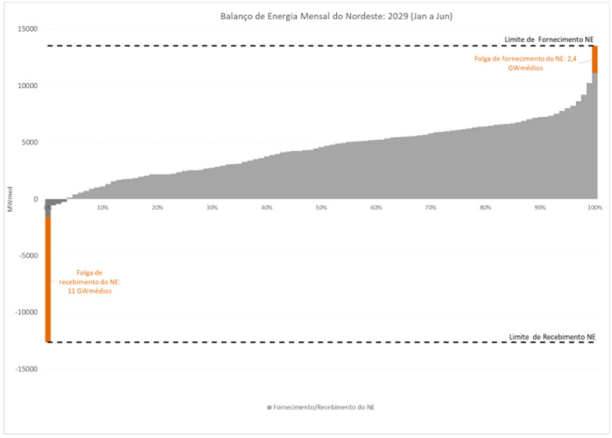
(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).
(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica
(c) Os custos fixos referentes à remuneração dos participantes do programa de resposta da demanda foram modelados no MDI como um pagamento mensal aos participantes

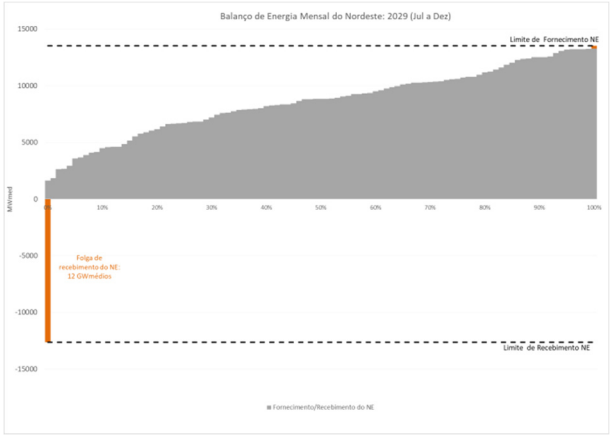
CAP. III - ANEXO III

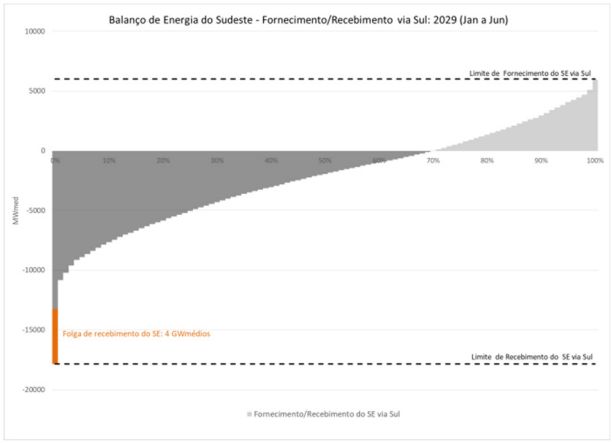
Tabela B-1 – Lista de usinas termelétricas retiradas do sistema por fato motivador

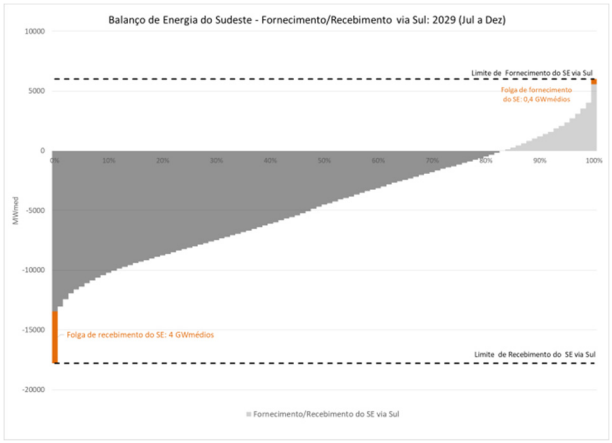
Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
CCEAR | GN	TERMOBAHIA	186	136.2	dez/2021
	VALEDOACU	368	137.4	dez/2021
	ELETROBOLT	386	271	dez/2023
	TRESLAGOAS	350	279.5	dez/2023
	CCBS	216	185.4	dez/2024
	TERMORIO	1036	873.8	dez/2024
	TERMOCEARA	223	122.6	dez/2024
	LINHARES	204	194.8	dez/2025
	TERMOMACAE	929	807.7	dez/2025
	ST.CRUZNOVA	500	442	dez/2026
	N.VENECIA2	178	156.6	dez/2027
CCEAR | OD/OC	CRATO	13	1.4	dez/2022
	CAMPOMAIOR	13	1.6	dez/2022
	ALTOS	13	1.8	dez/2022
	DAIA	44	25.3	dez/2022
	BATURITE	11	1.7	dez/2022
	ARACATI	11	1.4	dez/2022
	ENGUIAPECEM	15	2.2	dez/2022
	MARAMBAIA	13	1.4	dez/2022
	NAZARIA	13	1.6	dez/2022
	CAUCAIA	15	2.1	dez/2022
	IGUATU	15	2	dez/2022
	JUAZEIRON	15	2.6	dez/2022
	Termomanaus	143	129.2	dez/2023
	PauFerroI	94	92.9	dez/2023
	PotiguarIII	66	41.1	dez/2023
	XAVANTES	54	53.6	dez/2023
	CamacariPI	150	89.1	dez/2023
	PETROLINA	136	125.4	dez/2023
	MURICY	147	114.2	dez/2023
	GOIANIAII	140	55.1	dez/2023
	Potiguar	53	39.4	dez/2023
	GERAMARI	166	152.5	dez/2024
	GLOBALI	149	108.9	dez/2024
	VIANA	175	157.1	dez/2024
	MARACANAUI	168	78	dez/2024
	GLOBALII	149	110.9	dez/2024
	CAMPINAGDE	169	84.8	dez/2024
	GERAMARII	166	153.1	dez/2024
	TERMONE	171	148.3	dez/2024
	TERMOPB	171	147.6	dez/2024
	BAHIAI	31	25.8	dez/2025
	PALMEIRASGO	176	47.8	dez/2025
	SUAPEII	381	306.2	dez/2026
	PERNAMBU_III	201	66.2	dez/2027
CDE | CARVÃO	J.LACERDAB	262	169.2	dez/2027
	CANDIOTA3	350	170.4	dez/2027
	J.LACERDAA2	132	88	dez/2027
	J.LACERDAA1	100	47	dez/2027
	J.LACERDAC	363	244.4	dez/2027
	FIGUEIRA	20	9.6	dez/2027
PPT | GN	CANOAS	249	232	mar/2021
	JUIZDEFORA	87	79.9	fev/2022
	IBIRITERMO	226	181	jul/2022
	FAFEN	120	15.9	out/2023
	FORTALEZA	327	308.1	dez/2023
	NORTEFLU	827	770.2	mar/2024
	TERMOPE	533	437	mai/2024
	F.GASPARIAN	572	302.9	dez/2024
VIDA ÚTIL	APARECIDA	166	124.1	dez/2023
	SANTANAW	12	0	dez/2023
	MAUAB3	110	0	dez/2023
	PIRAT.12G	200	0	dez/2023
	CARIOBA	36	0	dez/2023
	R.SILVEIRA	25	0	dez/2023
	SANTANALM	12	0	dez/2023
	ST.CRUZ34	436	0	dez/2023
	MAUAB4	150	0	dez/2023
	IGARAPE	131	71.5	dez/2023
	URUGUAIANA	640	0	dez/2025
	CUIABAGCC	529	0	jan/2026
	T.NORTE2	340	0	dez/2026
	TERMOCABO	50	39.7	set/2027
	ARAUCARIA	484	0	set/2027

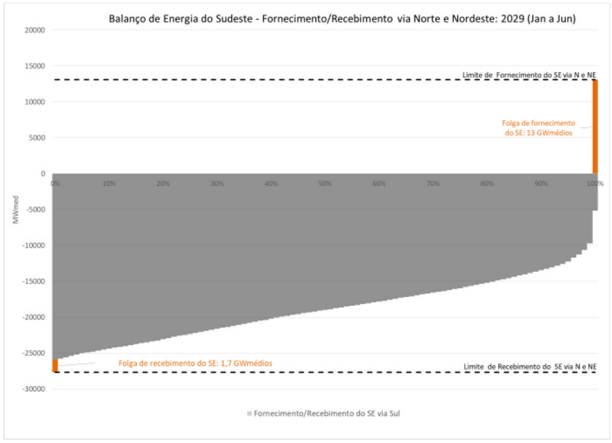
Gráfico A-1 – Balanço de Energia e limites de Fornecimento/Recebimento das regiões do SIN

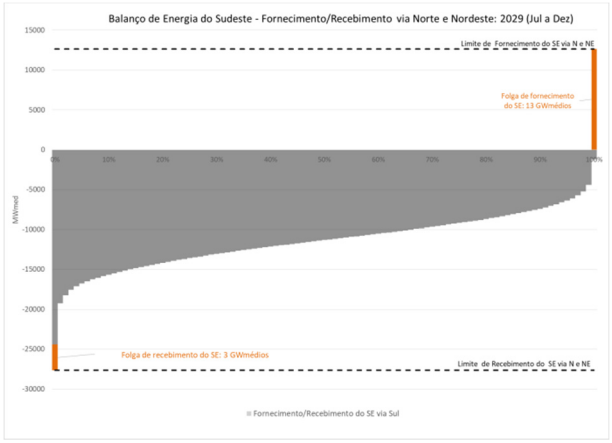


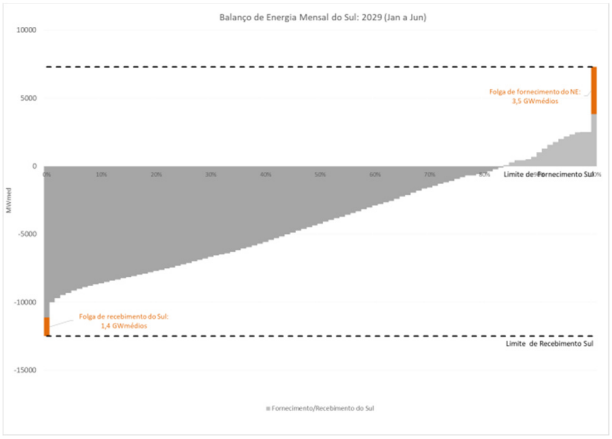


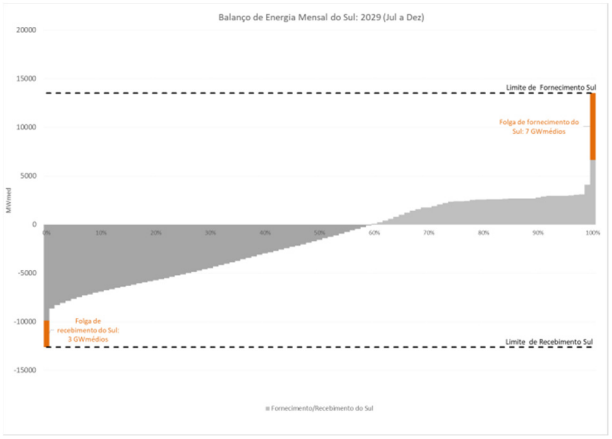


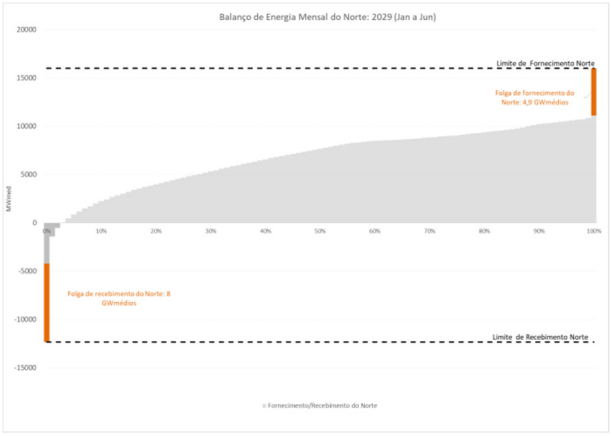







Balanço de Energia Mensal do Sul: 2029 (Jan a Jun)
Folga de fornecimento do NE: 3,5 GWmédios
Limite de Fornecimento Sul
Folga de recebimento do Sul: 1,4 GWmédios
Limite de Recebimento Sul
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Sul


Balanço de Energia Mensal do Sul: 2029 (Jul a Dez)
Limite de Fornecimento Sul
Folga de fornecimento do Sul: 7 GWmédios
Folga de recebimento do Sul: 1 GWmédios
Limite de Recebimento Sul
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Sul


Balanço de Energia Mensal do Norte: 2029 (Jan a Jun)
Limite de Fornecimento Norte
Folga de fornecimento do Norte: 4,9 GWmédios
Folga de recebimento do Norte: 8 GWmédios
Limite de Recebimento Norte
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Norte

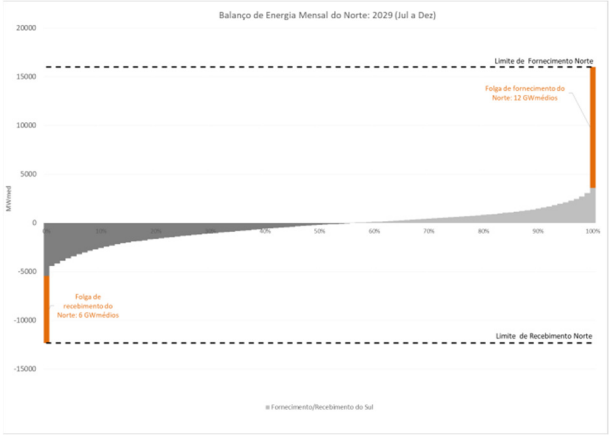
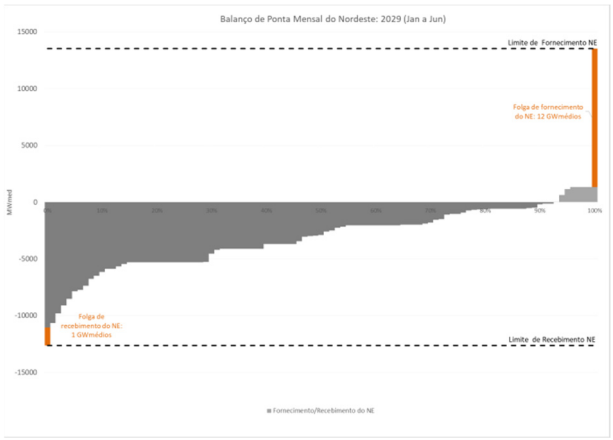
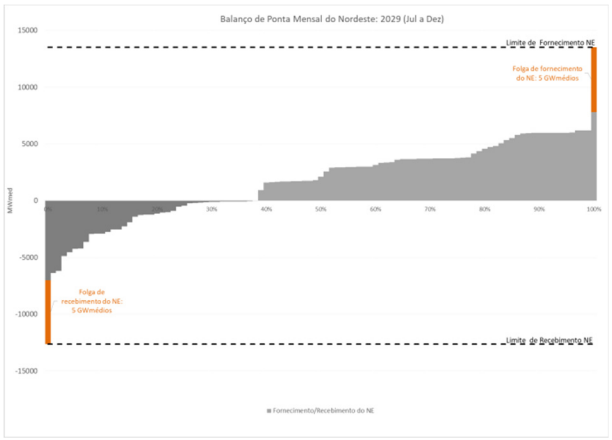
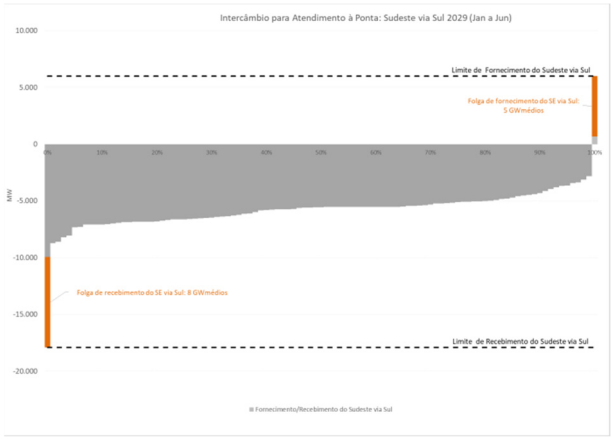
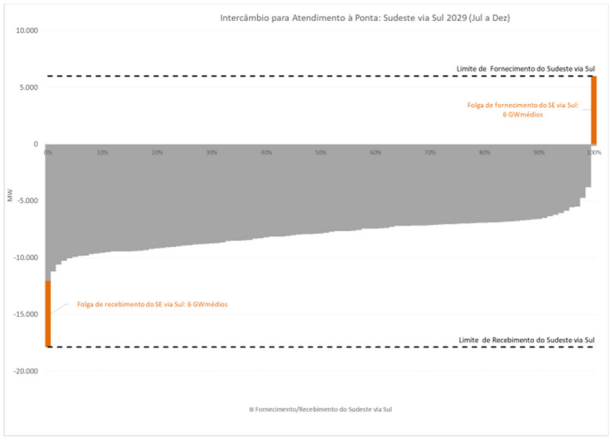

Balanço de Energia Mensal do Norte: 2029 (Jul a Dez)
Limite de Fornecimento Norte
Folga de fornecimento do Norte: 12 GWmédios
Folga de recebimento do Norte: 6 GWmédios
Limite de Recebimento Norte
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Sul

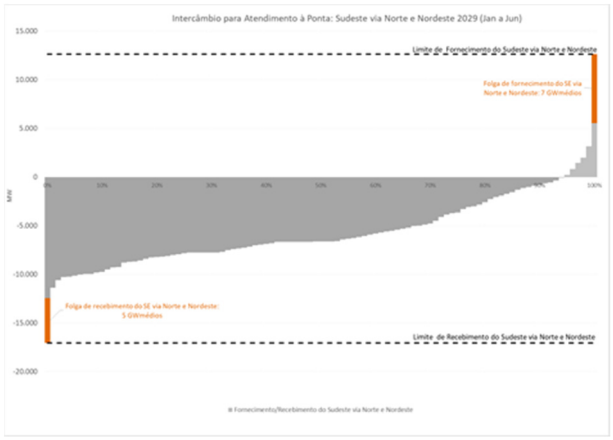
Gráfico A-2 – Balanço de Ponta e limites de Fornecimento/Recebimento das regiões do SIN

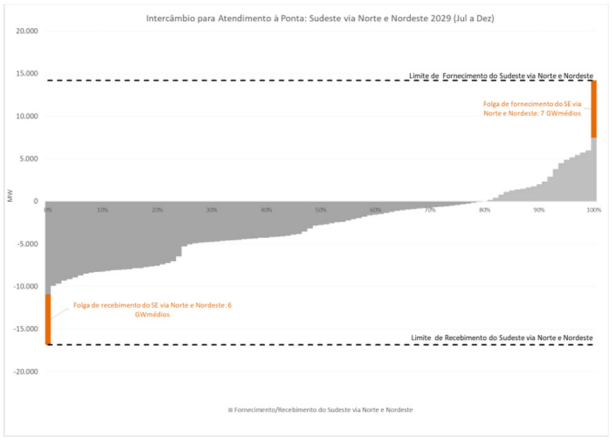


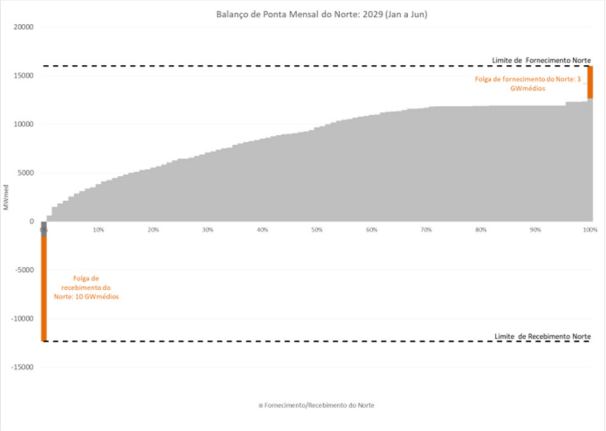


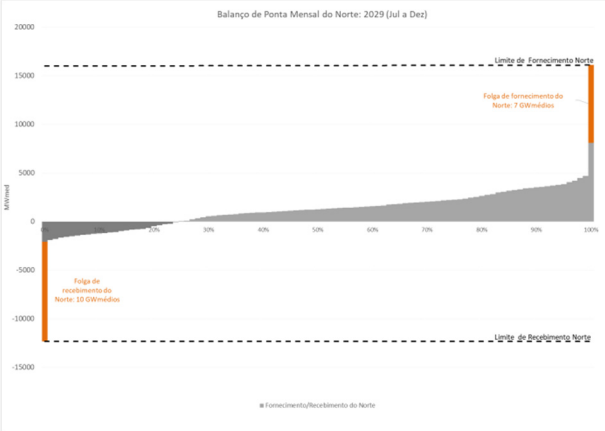


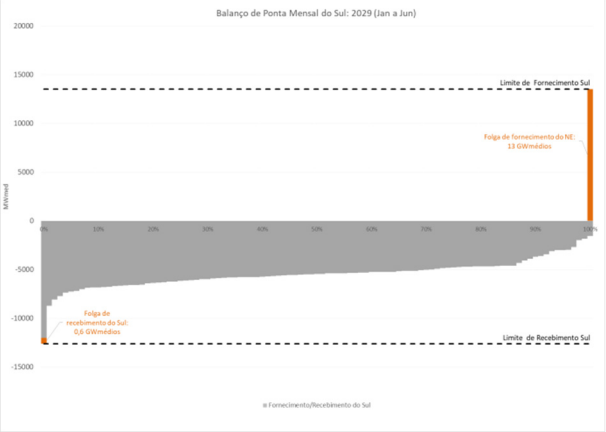


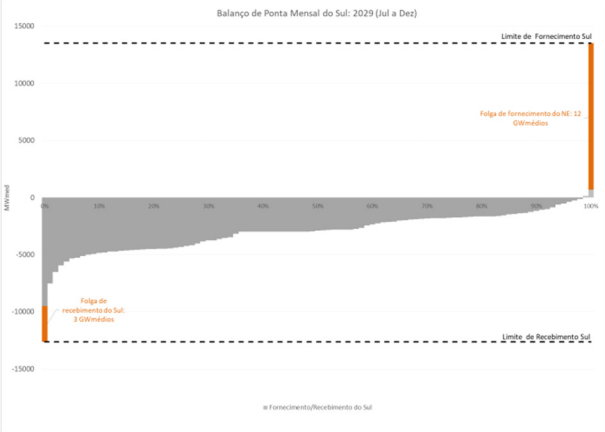





Balanço de Ponta Mensal do Norte: 2029 (Jan a Jun)
Limite de Fornecimento Norte
Folga de fornecimento do Norte: 3 GWmédios
Folga de recebimento do Norte: 10 GWmédios
Limite de Recebimento Norte
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Norte


Balanço de Ponta Mensal do Norte: 2029 (Jul a Dez)
Limite de Fornecimento Norte
Folga de fornecimento do Norte: 7 GWmédios
Folga de recebimento do Norte: 10 GWmédios
Limite de Recebimento Norte
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Norte

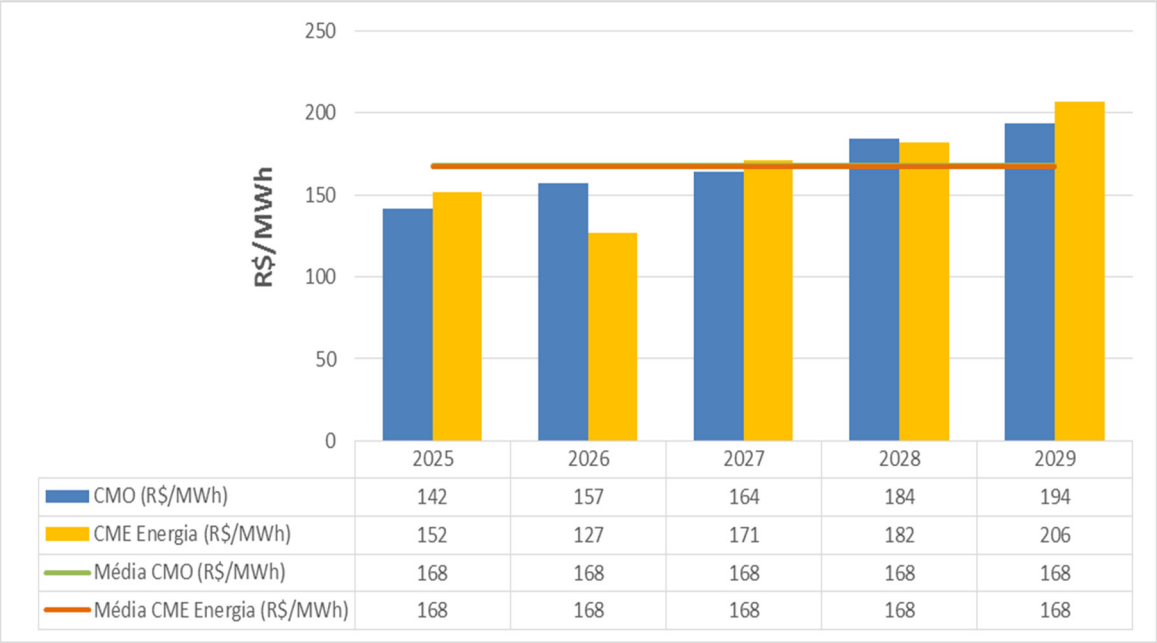

Balanço de Ponta Mensal do Sul: 2029 (Jan a Jun)
Limite de Fornecimento Sul
Folga de fornecimento do NE: 13 GWmédios
Folga de recebimento do Sul: 0,6 GWmédios
Limite de Recebimento Sul
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Sul


Balanço de Ponta Mensal do Sul: 2029 (Jul a Dez)
Limite de Fornecimento Sul
Folga de fornecimento do NE: 12 GWmédios
Folga de recebimento do Sul: 1 GWmédios
Limite de Recebimento Sul
MWmed
Fornecimento/Recebimento do Sul

CAP. III - ANEXO IV
Atendimento aos critérios de planejamento pela Expansão de Referência do PDE 2029

A partir da simulação da operação da Expansão de Referência com o Modelo Newave, obtém-se os Custos Marginais de Operação (CMO) para o atendimento aos requisitos energéticos do sistema. O Gráfico A-3 apresenta a comparação desses valores com o Custo Marginal de Expansão de Energia, obtido pelo MDI através da variável dual associada apenas a equação de atendimento à carga de energia (CME Energia). A média do CMO para os cinco últimos anos do horizonte decenal (2025 a 2029), período em que ocorre a indicação de oferta para atendimento aos requisitos de energia, é de R$ 168/MWh, o mesmo valor obtido para o CME Energia. Dada a proximidade entre os dois valores (valores médios de CMO e CME Energia no período de 2025 a 2029) constata-se que o critério de igualdade é atingido.

Gráfico A-3 – Custo Marginal de Operação e CME Energia



	2025	2026	2027	2028	2029
CMO (R$/MWh)	142	157	164	184	194
CME Energia (R$/MWh)	152	127	171	182	206
Média CMO (R$/MWh)	168	168	168	168	168
Média CME Energia (R$/MWh)	168	168	168	168	168

B. Capítulo 4

ANEXO I - TUST para instalações de geração

Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração de cada submercado em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2020-2029, à exceção do ano 2021. Este ano corresponde ao ciclo tarifário 2020-2021, que em breve entrará em vigência.

Gráfico A-4 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2023

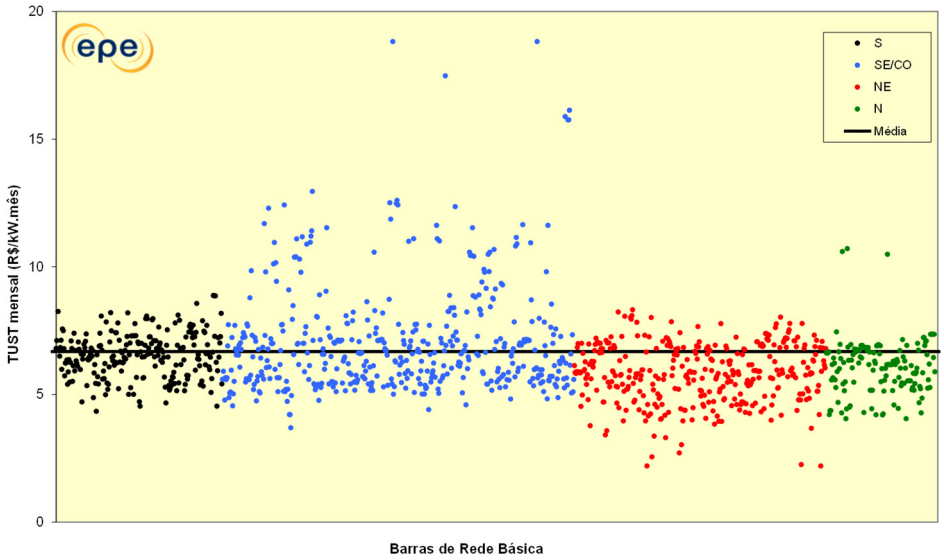


Gráfico A-5 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2025

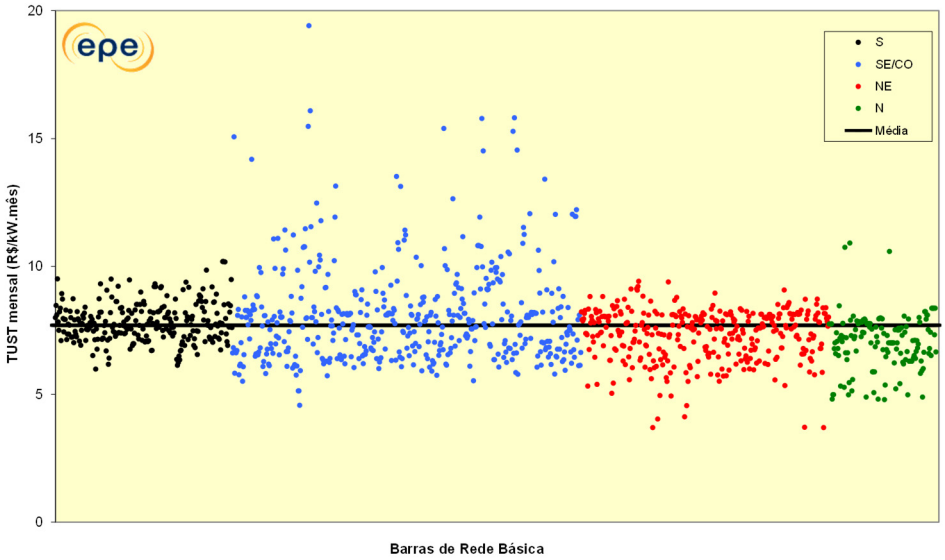


Gráfico A-6 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2027

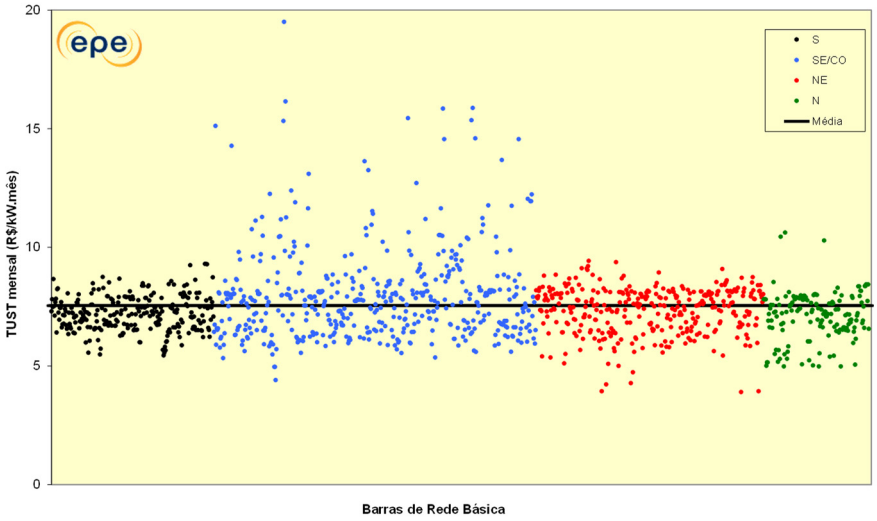
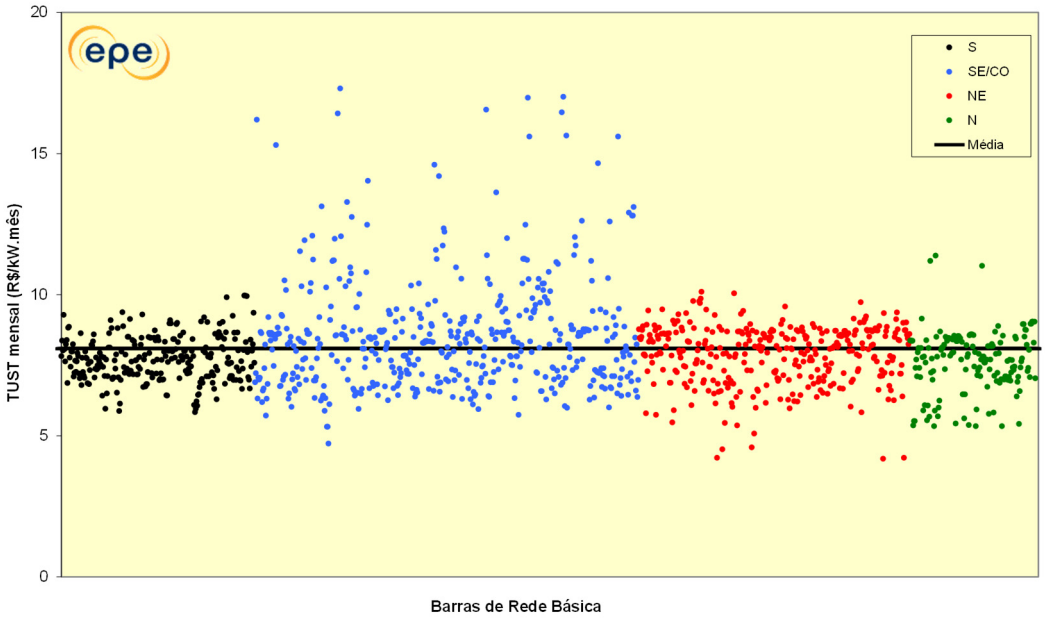
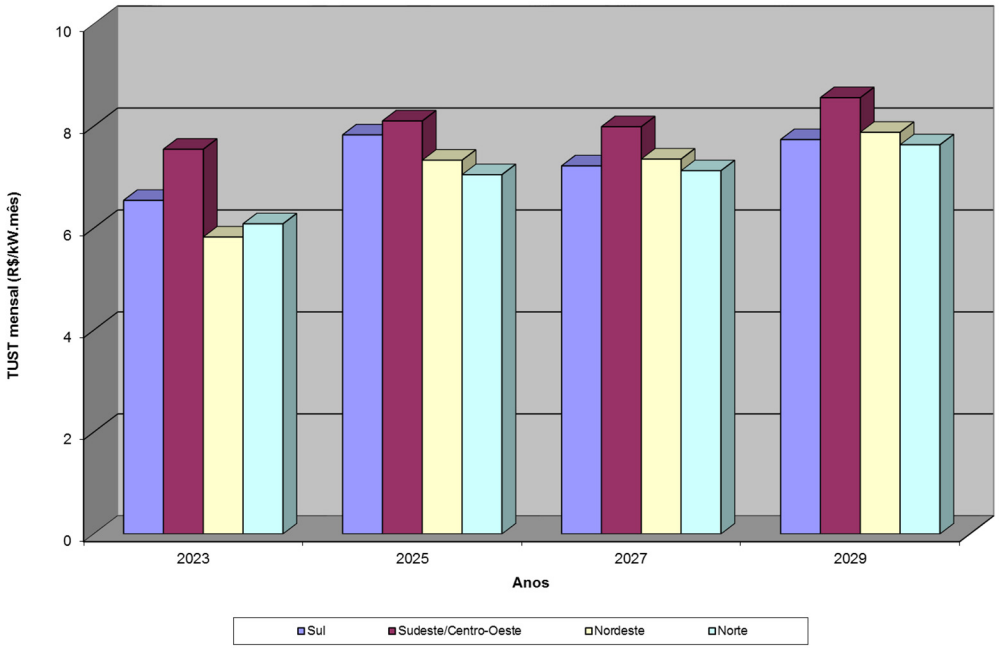


Gráfico A-7 –Distribuição da TUST de geração para o ano 2029



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico A-8 – TUST média de geração



TUST para instalações de carga

Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de carga de cada submercado em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2020-2029, à exceção do ano 2021. Este ano corresponde ao ciclo tarifário 2020-2021, que em breve entrará em vigência.

Gráfico A-9 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2023

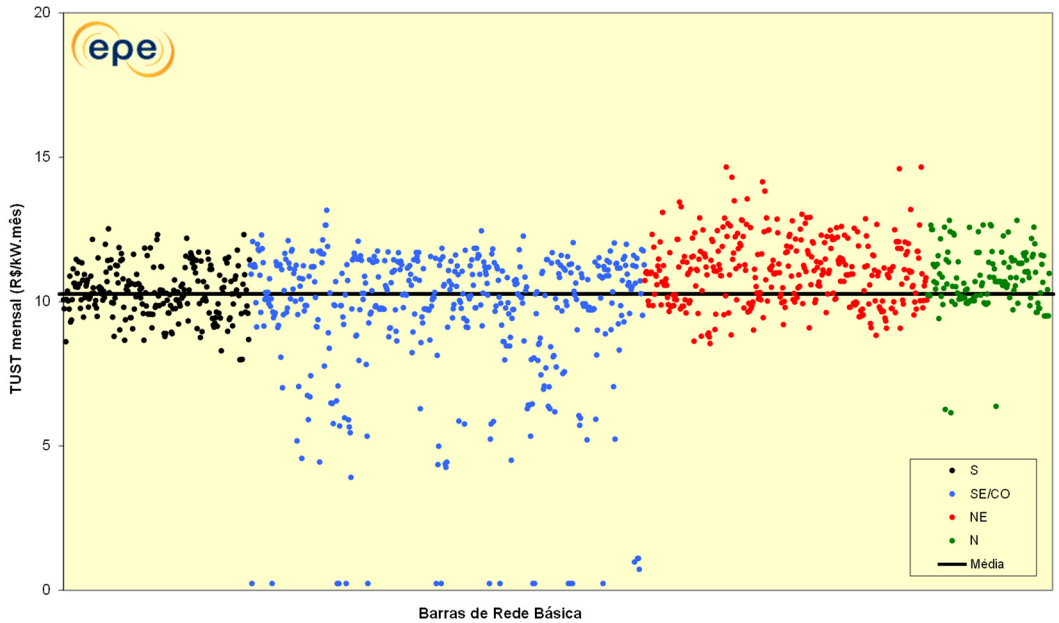


Gráfico A-10 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2025

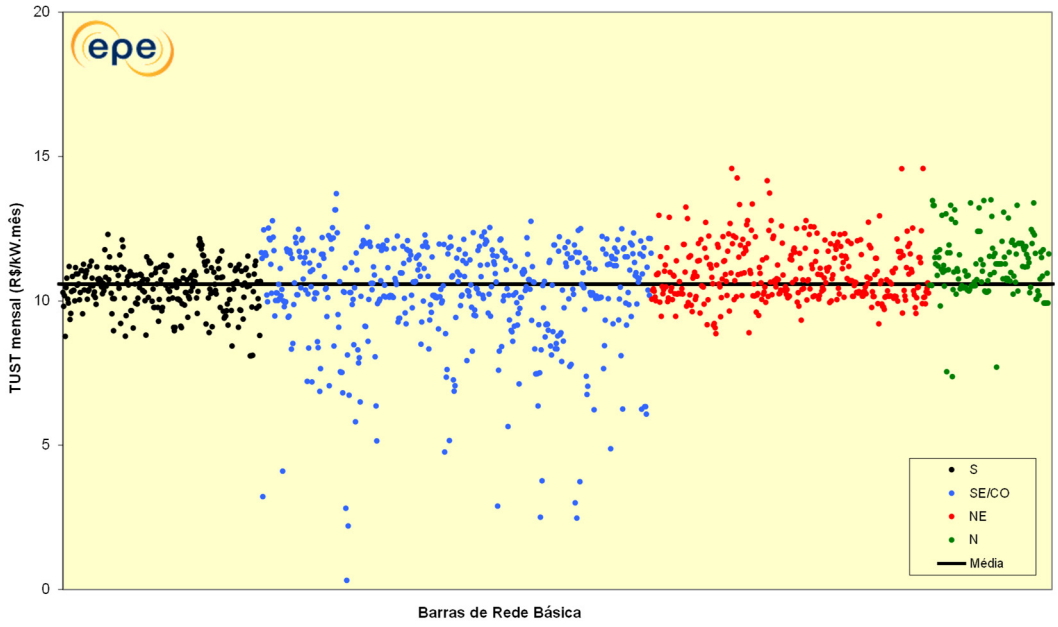


Gráfico A-11 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2027

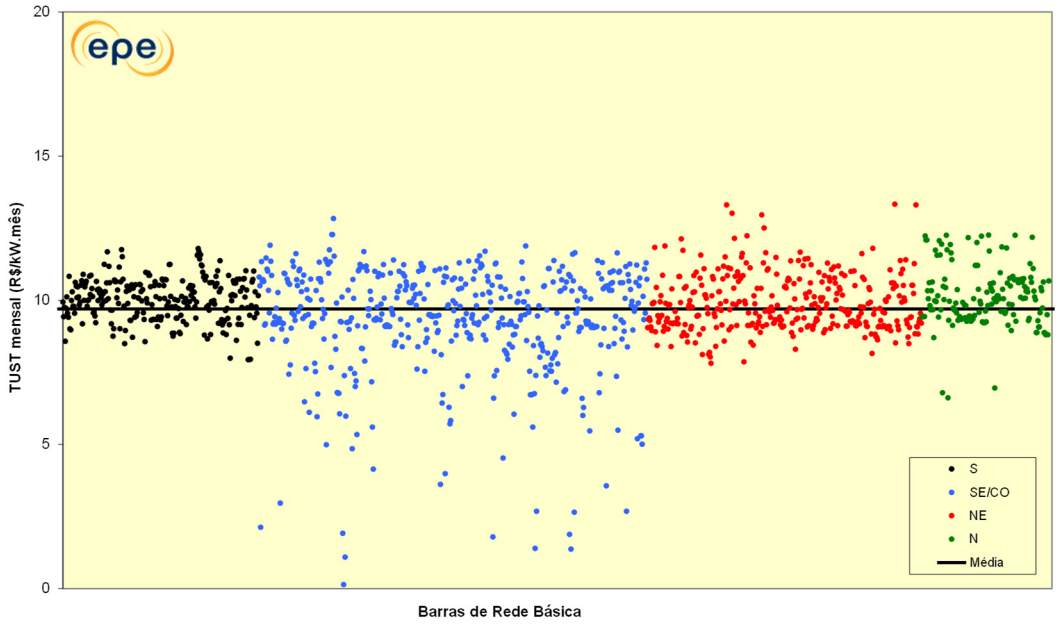
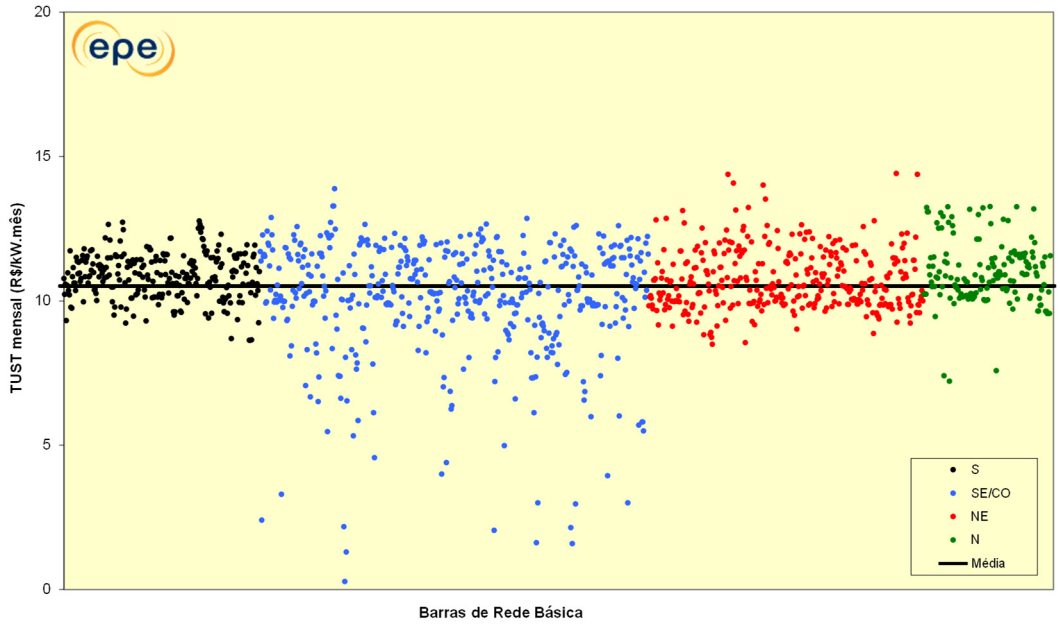
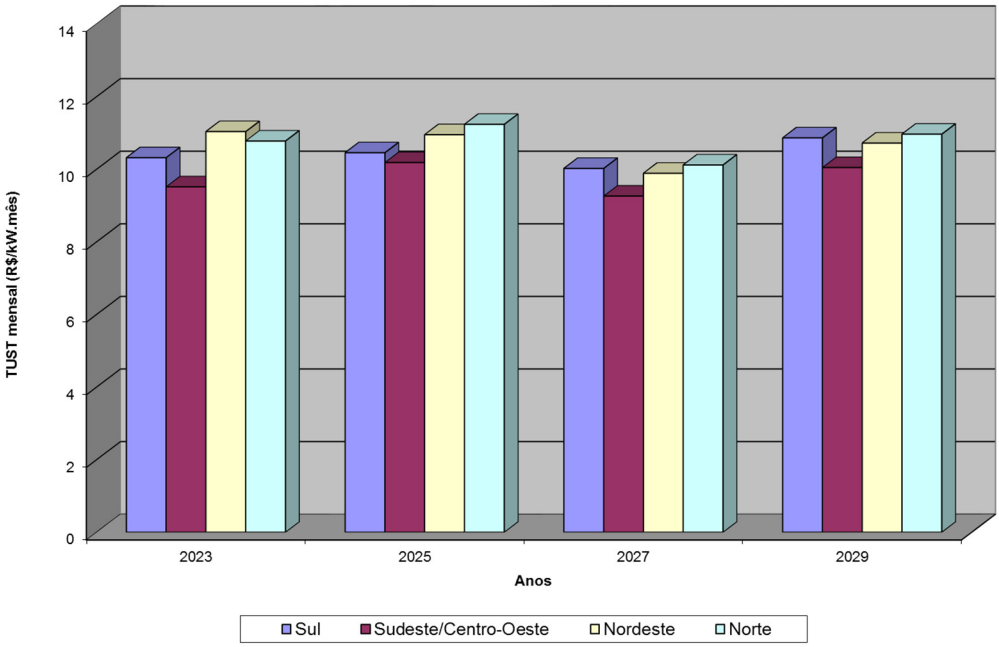


Gráfico A-12 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2029



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de carga dos submercados.

Gráfico A-13 – TUST média de carga



ANEXO II – Lista de Linhas de Transmissão e Subestações por UF

1. Estado Amapá

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2023

2. Estado Pará

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Altamira - Transamazônica, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 185,8 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km - Áreas Inundáveis	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ // SE Transamazônica	2020
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 170,4 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 16.3 km - Áreas Inundáveis	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Transamazônica	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Tapajós	2020
LT 230 kV Vila do Conde - Tomé-Açu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 120 km	2021
LT 500 kV Vila do Conde - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 24.2 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 29 km - Áreas com Torres Alteadas	2022
LT 230 kV Marituba - Utinga, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12,15 km	2022
LT 230 kV Marituba - Castanhal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 44,8 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 18 km - Áreas com Torres Alteadas	2022
LT 230 kV Xinguara II - Santana do Araguaia, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 295 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ // SE Xinguara II	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ // SE Santana do Araguaia	2022
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2023
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2023
LT 500 kV Serra Pelada - Xingu, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Xingu	2023
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2023
LT 500 kV Tucuruí II - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 54 km - Áreas com Torres Alteadas	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 317,9 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 63 MVar 1Φ // SE Marituba	2023
LT 500 kV Serra Pelada - Integradora, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 65 km	2023
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2023
LT 230 kV Oriximiná - Juruti, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,6 km - TRAVESSIAS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 58,4 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 67,3 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 8,5 km - ÁREAS URBANAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Oriximiná	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2024
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 31,3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,3 km - TRAVESSIAS CANAL DE PARINTINS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 64,6 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 2,6 km - ÁREAS URBANAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2024
LT 230 kV Cláudia - Cachimbo, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 237,2 km - TERRENO FIRME	2025
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 40,8 km - TORRES ALTEADAS	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cachimbo	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cláudia	2025
LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 167,4 km - TERRENO FIRME	2025
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 59,6 km - TORRES ALTEADAS	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Cachimbo	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Novo Progresso	2025
LT 230 kV Xingu - Altamira, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 42,7 km - Terreno Firme	2026
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 15,8 km - Torres Alteadas	2026
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 2,5 km - Área Alagadiça	2026
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 61,1 km - Terreno Normal	2026
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 125,9 km - Torres Alteadas	2026
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Transamazônica	2026
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Tapajós	2026
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2029
SECC LT 230 kV Vila do Conde - Miltônia, C1, na SE Tomé-Açu	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 1 km	2021
SECC LT 230 kV Guamá - Utinga, C1 e C2 (CD), na SE Marituba	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 4,7 km	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 5,5 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Tapajós	Compensador Síncrono 230 kV, (-75/150) Mvar	2020
	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2020
SE 230/69 kV Guamá	4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021
	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 MVar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Castanhal	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 500/230/69 kV Marituba	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2022
	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	2022
	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2022
SE 230/69 kV Miramar	4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022
	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	2022
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2022
SE 500 kV Serra Pelada	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1Φ	2023
SE 500/230 kV Integradora	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2023
SE 500/230 kV Jurupari	3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2023
SE 500/230/69 kV Marituba	2° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Utinga	5° ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Itacaiúnas	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2023
SE 500/138 kV Serra Pelada	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Jurupari	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2023
SE 500/230 kV Oriximiná	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Juruti	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2024
SE 500/230/69 kV Marituba	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024
SE 230/69 kV Vila do Conde	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Novo Progresso	1° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025
	2° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ	2025
SE 230 kV Cachimbo	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ	2025
SE 230/69 kV Guamá	5° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2026
SE 230/138 kV Xinguara II	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 500/230 kV Xingu	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026
SE 500/230/69 kV Marituba	3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027
	Compensador Estático, 500 kV, (-100/200)Mvar	2028

3. Estado Maranhão

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Coelho Neto - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 78 km	2021
LT 230 kV Miranda II - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 140 km	2021
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 5 km	2022
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2022
LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 35 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 65 km - Áreas Inundáveis	2022
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2027
SECC LT 230 kV Peritoró - Coelho Neto, C1, na SE Caxias II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2021
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C1, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C2, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
SECC LT 230 kV UTE Porto do Itaqui - São Luís II, C1, na SE São Luís IV	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2022
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	2027
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C2, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500 kV Bacabeira	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2021
SE 230/69 kV Caxias II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021
SE 230/69 kV Chapadinha II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2021
SE 230 kV Coelho Neto	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2021
SE 500 kV São Luís II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 45 MVar 1Φ	2022
SE 230/69 kV São Luís III	3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 500/230/69 kV São Luís IV	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2022
	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2022
SE 230/69 kV São Luís IV	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2022
SE 230/69 kV Coelho Neto	3° TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3Φ	2023
SE 230/69 kV Balsas	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024
SE 230/69 kV Chapadinha II	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026
SE 800 kV CC Graça Aranha	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2027
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027
SE 500 kV Presidente Dutra	Realocação Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2027

4. Estado Tocantins

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Miracema - Gurupi, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE Miracema	2020
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE Gurupi	2020
LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE Gurupi	2020
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 191 Mvar 3Φ // SE Serra da Mesa	2020
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2023
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2023
LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 90 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 129 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 1 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Barreiras II	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Palmas, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 200 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 35 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 31 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Palmas	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/138 kV Colinas	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 60 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Dianópolis II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2024
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 MVar 3Φ	2024
SE 500/230 kV Gurupi	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1Φ	2024
	MIG 230 kV	2024
	MIG A - 500 kV - DJM	2024
SE 230/138 kV Palmas	3° ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2027
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027

5. Estado Amazonas

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Mauá 3 - Manaus, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 3.85 km - Trecho Aéreo	2024
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 2.000 mm^2 (XLPE - Cobre), 9 km - Trecho Subterrâneo	2024
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 31,3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,3 km - TRAVESSIAS CANAL DE PARINTINS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 64,6 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 2,6 km - ÁREAS URBANAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2024
LT 230 kV Lechuga - Tarumã, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 9.3 km - Trecho Aéreo	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2.000 mm^2 (XLPE - Cobre), 3.2 km - Trecho Subterrâneo	2025
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027
SECC LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, C1, na SE Presidente Figueiredo	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Parintins	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2024
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2024
SE 500/230 kV Lechuga	4° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Tarumã	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2025
SE 230/138 kV Jorge Teixeira	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 230/69 kV Presidente Figueiredo	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Parintins	3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Lechuga	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Mauá 3	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Tarumã	3° ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027
SE 230/138 kV Parintins	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2028
SE 500/230 kV Lechuga	5° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2028
	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028

6. Estado Roraima

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 315,2 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Equador	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Boa Vista	2027
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/69 kV Equador	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA	2027
	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ	2027
SE 500/230 kV Boa Vista	1° e 2° ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3Φ	2027
	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	2027
SE 230/69 kV Boa Vista	4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027
SE 500/230 kV Boa Vista	3° ATF 500/230 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	2027

7. Estado Piauí

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 188 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Acaraú III	2021
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 115 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2022
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2022
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022
LT 230 kV Chapada I - Chapada II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2022
LT 230 kV Chapada II - Chapada III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 15 km	2022
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2023
LT 230 kV Piripiri - Teresina III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 141 km	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Piripiri	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Teresina III	2023
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2023
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Barreiras II	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2023
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2023
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029
SECC LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, C1, na SE Buritirama	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
SECC LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C2, na SE Tianguá II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230/69 kV Boa Esperança II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Chapada I	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2020
SE 500/230/69 kV Teresina II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 500/230 kV Queimada Nova II	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2022
SE 500/230 kV Teresina II	4° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2022
SE 230/138 kV Parnaíba III	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 500/230/69 kV Gilbués II	4º e 5º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2023
SE 230 kV Piripiri	3o Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2023
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	4° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2025
SE 230/69 kV Bom Jesus II	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2026
SE 230/69 kV Eliseu Martins	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2027
SE 230/69 kV Picos	4° e 5° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	2027
SE 500/230 kV Parnaíba III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027
SE 500/230/69 kV Gilbués II	2º ATF 500/230 kV, 1 x 250 MVA 3Φ	2028
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2028

8. Estado Ceará

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Acaraú III - Pecém II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE Acaraú III	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ // SE Pecém II	2021
LT 500 kV Acaraú III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 146 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2021
LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 188 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Parnaíba III	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Acaraú III	2021
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
LT 500 kV Açu III - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 287 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE Açu III	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022
LT 230 kV Acaraú III - Acaraú II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 0,5 km	2023
LT 230 kV Ibiapina II - Tianguá II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 25 km	2023
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 151 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Jaguaruana II	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Açu III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Açu III	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ // SE Santa Luzia II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Milagres II	2023
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2023
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029
SECC LT 500 kV Milagres - Curral Novo do Piauí II, C1, na SE Milagres II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2022
SECC LT 500 kV Milagres - Luiz Gonzaga, C1, na SE Milagres II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2022
SECC LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023
SECC LT 230 kV Milagres - Tauá II, C1 (CD), na SE Crato II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 34 km	2025

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Sobral III	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+250) Mvar	2021
SE 500 kV Milagres II	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2022
	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ	2023
SE 500/230 kV Acaraú III	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2023
	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2023
SE 500/230 kV Pacatuba	1o Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar (remanejamento)	2023
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2023
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 200 MVA 1Φ	2023
	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2023
SE 500/230 kV Jaguaruana II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 250 MVA 1Φ	2023
	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2023
	Compensador Estático 500 kV, (-150/+300) Mvar	2023
SE 230/69 kV Crato II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 500/230 kV Acaraú III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2027
SE 500/230 kV Tianguá II	3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027
SE 230 kV Crato II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027
	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2028
SE 230/69 kV Crato II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029

9. Estado Rio Grande do Norte

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Paraíso - Açu II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 123 km	2020
LT 230 kV Mossoró II - Açu II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 69 km	2020
LT 500 kV Açu III - João Câmara III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 128 km	2022
LT 500 kV Açu III - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 287 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE Açu III	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022
LT 230 kV Caraúbas II - Açu III, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 62 km	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Açu III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Açu III	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023
SECC LT 230 kV Açu II - Lagoa Nova II, C1, na SE Açu III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2021
SECC LT 230 kV Açu II - Mossoró II, C1, na SE Açu III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021
SECC LT 230 kV Açu II - Mossoró II, C2, na SE Açu III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Açu III	3º e 4º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 300 MVA 1Φ	2021
SE 500/138 kV João Câmara III	5° ATF 500/138 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2021
	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 500/230 kV Açu III	3° e 4° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 230/69 kV Caraúbas II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2023
SE 500/230 kV Ceará Mirim	3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2025
	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3Φ	2025

10. Estado Paraíba

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 127 km	2022
LT 500 kV Santa Luzia II - Campina Grande III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 126 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Campina Grande III	2023
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ // SE Santa Luzia II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Milagres II	2023
LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Pessoa II	2023
SECC LT 230 kV Bifurcação - Mussuré II, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Bifurcação - Santa Rita II, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Campina Grande II	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2021
SE 500 kV Santa Luzia II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 33 MVar 1Φ	2023
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2023
	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2023
	MIM Conexão Anel	2023
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024
SE 230/69 kV Santa Rita II	4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2028

11. Estado Pernambuco

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 37 km	2022
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 127 km	2022
SECC LT 230 kV Pau Ferro - Coteminas, C1, na SE Lagoa do Carro	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
SECC LT 230 kV Goianinha - Bifurcação, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Pirapama II - Recife II, C2, na SE Jaboatão II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023
SECC LT 500 kV Angelim II - Recife II, C2 (CD), na SE Suape II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 22,5 km	2025

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 37 km	2022
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 127 km	2022
SECC LT 230 kV Pau Ferro - Coteminas, C1, na SE Lagoa do Carro	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
SECC LT 230 kV Goianinha - Bifurcação, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Pirapama II - Recife II, C2, na SE Jaboatão II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023
SECC LT 500 kV Angelim II - Recife II, C2 (CD), na SE Suape II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 22,5 km	2025

12. Estado Alagoas

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA	
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km
LT 230 kV Messias - Rio Largo II, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 15 km
SECC LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim, C1, na SE Santana II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 24 km
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 24 km

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Arapiraca III	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2022
SE 230/69 kV Santana II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2022
SE 500/230 kV Messias	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Maceió II	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024

13. Estado Sergipe

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km	2021
LT 500 kV Xingó - Jardim, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 160 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE Jardim	2022
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Porto de Sergipe	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025

14. Estado Bahia

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Pindaí II - Igaporã III, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 46 km	2020
LT 500 kV Ibicoara - Poções III, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Ibicoara	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Poções III	2020
LT 230 kV Poções III - Poções II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 2 km	2020
LT 500 kV Juazeiro III - Ourolândia II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 186 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Ourolândia II	2020
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 260 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Gentio do Ouro II	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2020
LT 500 kV Buritirama - Barreiras II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2021
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 251 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1Φ // SE Rio das Éguas	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3Φ // SE Barreiras II	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3Φ // SE Rio das Éguas	2021
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1Φ // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Sapeaçu - Poções III, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 246 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 61 MVar 1Φ // SE Poções III	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 61 MVar 1Φ // SE Sapeaçu	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 304 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022
LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 230 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1Φ // SE Rio das Éguas	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53 MVar 1Φ // SE Arinos 2	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2022
LT 500 kV Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 37 km	2022
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2022
LT 500 kV Olindina - Sapeaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 201 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Sapeaçu	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023
LT 230 kV Morro do Chapéu II - Irecê, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 65 km	2023
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Barreiras II	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2023
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Porto de Sergipe	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023
LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 105 km	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 90 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 129 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 1 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Barreiras II	2024
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 106 km	2025
LT 230 kV Poções III - Itapebi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 191 km	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Itapebi	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Poções III	2025
LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24.8 km (1)	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 10.4 km (2)	2025
	Circuito Duplo 230 kV, AL 2000 mm2, 4.8 km (3)	2025
LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 70 km	2028
LT 230 kV Barreiras I - Rio Grande II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 108.5 km	2029
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C2, na SE Itabuna III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2020
SECC LT 230 kV Governador Mangabeira - Camaçari II, C2 (CD), na SE Feira de Santana III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 55 km	2022
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2, na SE Alagoinhas II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,5 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C1 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2025
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C1 (CD), na SE Itabuna III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 28 km	2025
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2025
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2025

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga, C1, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2025

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Poções III	1° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2020
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	2° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 500/230 kV Gentio do Ouro II	3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2020
SE 500/230/69 kV Juazeiro III	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2020
SE 500/230 kV Poções III	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 500 kV Buritirama	1°, 2° e 3° Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2021
SE 230/138 kV Itabuna III	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 500/230 kV Igaporã III	4° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021
	2º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2021
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	3° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 500 kV Ourolândia II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	2022
SE 500/230 kV Poções III	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2022
SE 500/230 kV Igaporã III	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2022
SE 230/69 kV Feira de Santana III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 230/69 kV Alagoinhas II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Itabuna III	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2023
SE 230 kV Eunápolis	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2023
SE 500 kV Olindina	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023
SE 500/230 kV Barreiras II	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2023
SE 500/230 kV Ourolândia II	3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2023
SE 500/230 kV Igaporã III	5° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2023
SE 500/230 kV Barreiras II	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Camaçari II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 500/230 kV Rio das Éguas	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Rio Formoso II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Rio Grande II	3º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	2024
SE 230/69 kV Olindina	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2025
SE 230/69 kV Pirajá	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 180 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Itabuna III	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026
SE 230 kV Rio Grande II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2026

15. Estado São Paulo

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Bandeirantes - Piratininga II, C1 e C2 (CS)	C1 345 kV,15 km, subterrânea, 2000 mm², XLPE	2020
	C2 345 kV,15 km, subterrânea, 2000 mm², XLPE	2020
	Reator de Linha Manobrável 345 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Piratininga II	2020
LT 500 kV Campinas - Itatiba, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 27 km	2021
LT 230 kV Nova Porto Primavera - Rosana, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 18 km	2021
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2022
LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2022
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Estreito	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Cachoeira Paulista	2022
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 65 km	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 141 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 16 Mvar 3Φ // SE Nova Porto Primavera	2022
LT 230 kV Itararé II - Capão Bonito, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 112 km	2023
LT 230 kV Taubaté - São José dos Campos, C2	Circuito Duplo (C2) 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35 km	2025
LT 440 kV Ilha Solteira - Três Irmãos, C2	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2025
	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2025
LT 230 kV Itararé II - Avaré Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 145 km	2025
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)	2026
SECC LT 500 kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista, C2 (CD), na SE Lorena	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 795 MCM (DRAKE), 1 km	2020
SECC LT 230 kV Aparecida - Santa Cabeça, C1 (CD), na SE Lorena	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2020
SECC LT 230 kV Aparecida - Santa Cabeça, C2 (CD), na SE Lorena	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2020
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Baixada Santista, C3, na SE Domênico Rangoni	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 27 km	2021
SECC LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru, C1, na SE Baguaçu	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru, C2 (CD), na SE Baguaçu	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021
SECC LT 440 kV Araraquara - Mogi Mirim III, C1 (CD), na SE Araras	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Água Azul, C1, na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km	2022
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Ibiúna, C1 (CD), na SE Sul	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 12 km	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/440 kV Fernão Dias	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150.0/+300.0) MVar	2020
SE 500/440 kV Araraquara II	Compensador Síncrono, 3 x (-150/+300) Mvar	2020
SE 500/230 kV Lorena	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	2020
SE 440/230 kV Nova Porto Primavera	3º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2020
	Terreno Contíguo	2020
SE 345/138 kV Domênico Rangoni	1° e 2° TF 345/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Rosana	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 83,33 MVA 1Φ	2021
SE 440/138 kV Baguaçu	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2021
SE 440/138 kV Alta Paulista	1° Reator de Barra 440 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ	2021
	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 133 MVA 1Φ	2021
SE 440/138 kV Getulina	2° TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2022
SE 500/440/230 kV Taubaté	2º ATF 500/440 kV, (3 + 1R) x 400 MVA 1Φ	2022
SE 440/138 kV Mirassol II	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2022
SE 230/138/88 kV Manoel da Nóbrega	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2022
	1° ATF 230/138-88 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2022
SE 230/88 kV Aparecida	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2022
SE 500/440/138 kV Água Vermelha	2º TF 440/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2022
SE 230/88 kV Salto Grande	3° TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Capão Bonito	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ	2024
SE 500/138 kV Morro Agudo	3° TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2026
SE 440/230 kV Cabreúva	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2026
SE 440/138 kV Piracicaba	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2026
SE 500/345 kV Campinas	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2027
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ	2027
SE 440/138 kV Araraquara	4º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027
SE 345/88 kV Ramon Rebert Filho	4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2027
SE 345/88 kV Leste	4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2027
SE 345/88 kV Nordeste	4° TF 345/88 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2027

16. Estado Minas Gerais

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Neves 1 - Betim 6, C1	Recapacitação	2020
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 330 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 78 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 78 MVar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 107 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 45 km	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C1	Recondutoramento para 354/478 MVA - 12 km	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 21 km	2021
LT 230 kV Janaúba 3 - Irapé, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 135 km	2021
LT 230 kV Araçuaí 2 - Irapé, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (DRAKE), 61 km	2021
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2021
LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (Drake), 22 km	2021
LT 345 kV Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Barro Branco, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 54 km	2021
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Pirapora 2	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 163 km	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Itabira 5	2021
LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 221 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1Φ // SE Arinos 2	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1Φ // SE Pirapora 2	2021
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 326 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 78 MVar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 78 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1Φ // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Estreito	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Cachoeira Paulista	2022
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 238 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Pirapora 2	2022
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 207 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2022
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 156 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 35 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 35 MVar 1Φ // SE Mutum	2022
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 5,4 km	2022
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2022
LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C3	Recondutoramento 1,6 km	2022
	Adequações SEs Mesquita, Porto Estrela e Ipatinga 1	2022
LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 132 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ // SE Rio Novo do Sul	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022
LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 304 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022
LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 230 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1Φ // SE Rio das Éguas	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53 MVar 1Φ // SE Arinos 2	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2022
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Mutum	2023
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 180 km	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Itabira 5	2023
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 92 km	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2024
LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2024
LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,8 km	2024
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km	2024
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2024
SECC LT 345 kV Furnas - Itutinga, C2, na SE Varginha 4	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Itabira 4, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 500 kV Neves 1 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - João Monlevade 2, C1, na SE João Monlevade 4	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	2021
SECC LT 500 kV Vespasiano 2 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	2021
SECC LT 345 kV Neves 1 - Barreiro 1, C1, na SE Betim 6	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	2021
SECC LT 345 kV Pimenta - Barreiro 1, C1, na SE Sarzedo	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021
SECC LT 230 kV Sabará 3 - Itabira 2, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,6 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.6 km	2021
SECC LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C1 (CD), na SE Mesquita	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 1 km	2022
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1 (CD), na SE Mutum	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022
SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022
SECC LT 230 kV Governador Valadares 2 - Conselheiro Pena, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022
SECC LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia, C1 (CD), na SE Monte Alegre de Minas 2	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 345/138 kV Varginha 4	1º Reator de Barra 345 kV, (3 + 1R) x 13 MVar 1Φ	2021
	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 75 MVA 1Φ	2021
SE 345/138 kV Pimenta	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Braúnas	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 53,3 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Ipatinga 1	1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Itabira 5	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	2021
SE 230/69 kV João Monlevade 4	1° TF 230/69 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ	2021
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230 kV João Monlevade 4	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Janaúba 3	1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2021
SE 345/138 kV Betim 6	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	2021
SE 500/345/138 kV Neves 1	1° e 2° TF 500/138 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	2021
	MIM - 500 kV	2021
SE 500/345 kV Presidente Juscelino	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	2021
SE 500 kV Presidente Juscelino	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	2° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2021
SE 500 kV Arinos 2	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 345/138 kV Juiz de Fora 1	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	2022
SE 345/138 kV Lafaiete 1	Transporte de Trafo 345/138 kV de 150 MVA da SE Juiz de Fora 1	2022
	Infraestrutura para instalação de autotransformador reserva	2022
SE 500 kV Janaúba 3	Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2022
SE 500 kV Janaúba 3	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022
SE 345/138 kV Padre Fialho	2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022
SE 500 kV Janaúba 3	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022
SE 500/230 kV Governador Valadares 6	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2022
	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 500 kV Mutum	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2022
SE 230/13.8 kV Ipatinga 1	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Ipatinga 1	2022
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2022
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual do módulo geral)	2022
SE 230/13.8 kV Itabira 2	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Itabira 2	2022
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2022
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual de módulo geral)	2022
SE 500/230/138 kV Janaúba 3	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022
SE 230/138 kV Jaíba	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2022
SE 345/138 kV Leopoldina 2	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2024
SE 345/138 kV Araxá 3	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2024
SE 345/138 kV Uberlândia 10	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2024
SE 500/345 kV Nova Ponte	1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2024
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 66.67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2024
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2024
	Substituição equipamentos do vão 6K, BD4	2024
	Substituição equipamentos do vão 7K, BD4	2024
	Substituição das secionadoras do vão 11K, BD4	2024
	MIM - 230 kV	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1º ATF 345/138 kV, 3 x 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SE 345/138 kV Barreiro 1	3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 375 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	2025
	7 x EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo Barra Dupla Disjuntor Duplo	2025
	MIM - 345 kV	2025
SE 345/138 kV Sete Lagoas 4	2° ATF 345/138 kV, 3 x 125 MVA 1Φ	2026

17. Estado Espírito Santo

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 80 km	2020
LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 132 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ // SE Rio Novo do Sul	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 80 km	2020

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 345 kV João Neiva 2	Compensador Estático 345 kV, 1 x (-150/+150) Mvar	2020
SE 345/138 kV João Neiva 2	1°, 2° e 3º ATF 345/138 kV, (9+1) x 133 MVA 1Φ	2020
SE 345/138 kV Vitória	5° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 133 MVA 1Φ	2020
SE 500/345 kV Rio Novo do Sul	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ	2022
SE 500/345 kV João Neiva 2	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2022
	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2022

18. Estado Rio de Janeiro

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Lagos - Macaé, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 16 km	2022
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2022
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Lagos	2024
LT 500 kV Lagos - Campos 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	2024
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2024
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2024
SECC LT 345 kV Adrianópolis - Jacarepaguá, C2, na SE Nova Iguaçu	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2020
SECC LT 345 kV Comperj - Macaé, C1 (CD), na SE Lagos	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/345 kV Nova Iguaçu	1° TF 500/345 kV, (3+1R) x 300 MVA 1Φ	2020
SE 500/138 kV Resende	1° ATF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2020
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	2° ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2021
SE 345/138 kV Lagos	1°, 2° e 3° ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2022
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	3º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2022
SE 500/138 kV Zona Oeste	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2022
SE 500/138 kV São José	5º ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2022
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, (3 + 1R) x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 55	2024
SE 500 kV Campos 2	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2024
SE 500 kV Lagos	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	2024
SE 345/138 kV Adrianópolis	1º ATF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ, substituição do TR1-A	2025
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 51	2026

19. Estado Goiás

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia, C2	Capacitor Série 500 kV, 1 x 381 Mvar 3Φ // SE Samambaia	2020
LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3Φ // SE Gurupi	2020
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 191 Mvar 3Φ // SE Serra da Mesa	2020
LT 230 kV Jataí - Rio Verde Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 127 km	2021
LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Luziânia, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3Φ // SE Serra da Mesa 2	2022
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3Φ // SE Luziânia	2022
LT 230 kV Edéia - Cachoeira Dourada, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 142 km	2022
LT 500 kV Silvânia - Trindade, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 155 km	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Trindade	2024
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Trindade	2024
LT 230 kV Trindade - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 31 km	2024
LT 230 kV Xavantes - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 30 km	2027
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2027
LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 70 km	2028
SECC LT 230 kV Rondonópolis - Rio Verde, C1, na SE Rio Claro 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022
SECC LT 500 kV Samambaia - Emborcação, C1, na SE Silvânia	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,14 km	2024
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1, na SE Silvânia	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,37 km	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Xavantes	4° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2020
SE 230/138 kV Anhanguera	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2020
SE 230/138 kV Carajás	3º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2020
SE 525/230 kV Rio Verde Norte	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Rio Claro 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2022
SE 345/138 kV Corumbá	3° ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2022
SE 230 kV Barro Alto	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-75/+150) Mvar	2022
SE 345/230 kV Pirineus	1° e 2° ATF 345/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022
SE 230/138 kV Pirineus	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2022
SE 500 kV Silvânia	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2024
SE 230/138 kV Goianira	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2024
SE 345/138 kV Corumbá	4° ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2026
SE 800 kV CC Silvânia	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civis	2027
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027
SE 500 kV Silvânia	Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2027
SE 230/138 kV Iaciara 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2028

20. Distrito Federal

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia, C2	Capacitor Série 500 kV, 1 x 381 Mvar 3Φ // SE Samambaia	2020
SECC LT 345 kV Samambaia - Bandeirantes, C2, na SE Pirineus	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2022

21. Estado Acre

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Rio Branco - Feijó, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // SE Feijó	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // SE Feijó	2025
LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km	2025
	Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km	2025
	Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // SE Cruzeiro do Sul	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // SE Cruzeiro do Sul	2025

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Feijó	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2025
	1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ	2025
SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2025
	1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ	2025

22. Estado Rondônia

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Ariquemes - Ji-Paraná, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 165 km	2020
LT 230 kV Samuel - Ariquemes, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 150 km	2020
SECC LT 230 kV Porto Velho - Coletora Porto Velho, C2, na SE Caladinho II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Ji-Paraná	Compensador Síncrono 230 kV, 1x(-90/+150) Mvar	2020
SE 230 kV Ariquemes	Compensador Síncrono 230 kV, 1x(-90/+150) Mvar	2020
SE 230/69 kV Coletora Porto Velho	1° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2021
SE 230/138 kV Jaru	1° TF 230/138 kV, (3+1R) x 16,7 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Caladinho II	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2023

23. Estado Mato Grosso

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 500 kV Cláudia - Paranatinga, C2, na SE Sinop	Lançamento de segundo circuito na torre de circuito duplo existente (4x1000 MCM, 22 km)	2021
	Transposição de fases	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230/138 kV Sinop	1º Reator de Barra 500 kV, 1 x 63 MVar 1Φ	2021
	Adequação da SE Sinop	2021
SE 500/230/138 kV Cláudia	1° ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2025
	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1Φ	2025
SE 230/138 kV Nobres	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Cláudia	2º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2029

24. Estado Mato Grosso do Sul

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Campo Grande 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 148 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Rio Brilhante	2022
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 65 km	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 141 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 16 Mvar 3Φ // SE Nova Porto Primavera	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Dourados 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 117 km	2022
LT 230 kV Dourados 2 - Dourados, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2022
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2025
SECC LT 440 kV Marechal Rondon - Taquaruçu, C1, na SE Alta Paulista	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 58 km	2021
	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 58 km	2021
	Reator de Linha Fixo 440 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1Φ	2021
SECC LT 230 kV Dourados - Ivinhema 2, C1, na SE Dourados 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2022
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracaju 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2025
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2025
SECC LT 230 kV Guaíra - Dourados, C1 (CD), na SE Iguatemi 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km	2025
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C1, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Dourados 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Imbirussu	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2022
SE 230/138 kV Campo Grande 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
SE 230/138 kV Dourados 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Imbirussu	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Maracaju 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Iguatemi 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2027
SE 230/138 kV Rio Brilhante	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2027
SE 230/138 kV Campo Grande 3	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027

25. Estado Rio Grande do Sul

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Campo Bom - Taquara, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 29 km	2020
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Nova Santa Rita, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 27 km	2020
LT 230 kV Presidente Médici - Candiota 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 10 km	2020
LT 230 kV Torres 2 - Forquilhinha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2020
LT 230 kV Torres 2 - Atlântida 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 60 km	2020
LT 230 kV Candiota 2 - Bagé 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 50 km	2020
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12 km	2021
LT 525 kV Marmeleiro 2 - Santa Vitória do Palmar, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 52 km	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE Marmeleiro 2	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE Santa Vitória do Palmar	2023
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro 2, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 152 km	2023
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 3 x 16,7 Mvar 1Φ // SE Marmeleiro 2	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2023
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 36 km	2023
LT 525 kV Gravataí - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 120 km	2023
LT 525 kV Gravataí - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 80 km	2023
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 168 km	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Capivari do Sul	2023
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2023
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2023
LT 230 kV Viamão 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 60 km	2023
LT 230 kV Osório 3 - Gravataí 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 68 km	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 126 km	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Cerro Chato, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Santa Maria 3	2023
LT 525 kV Candiota 2 - Guaíba 3, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 270 km	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Candiota 2	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 209 km	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Maçambará 3	2023
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2023
LT 230 kV Jardim Botânico - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2023
LT 230 kV Vila Maria - Passo Fundo, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 140 km	2023
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 140 km	2023
LT 230 kV Nova Prata 2 - Vila Maria, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 55 km	2023
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 52 km	2023
LT 230 kV Monte Claro - Nova Prata 2, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 30,9 km	2023
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 31,9 km	2023
LT 525 kV Capivari do Sul - Sideropólis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 249 km	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Sideropólis 2	2024
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Santa Maria 3	2024
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2024
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2024
LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, C1 e C2 (CS)	ESTUDO DE VIABILIDADE + DESPESAS DE VIAGEM	2024
	PROJETO BASICO	2024
	PROJETO EXECUTIVO	2024
	CUSTO EQUIPAMENTOS (HGIS/SFV) FOB PORTO SANTOS	2024
	ADMINISTRAÇÃO/MOBILIZAÇÃO/DESMOBILIZAÇÃO	2024
	CUSTO MATERIAIS	2024
	CUSTO DE OBRA CIVIL	2024
	CUSTO MONTAGEM ELETROMECANICA	2024
LT 230 kV Caxias - Scharlau 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 53,27 km	2025
LT 230 kV Caxias Norte - Vinhedos, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 24 km	2025
LT 230 kV Caxias Norte - Monte Claro, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 26 km	2025
LT 230 kV Caxias Norte - Caxias 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 30 km	2025
LT 230 kV Porto Alegre 1 - Porto Alegre 9, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1400mm² Al, 9 km (subterrâneo)	2026
LT 230 kV Capivari do Sul - Osório 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 28,83 km	2026
LT 230 kV Guaíba 3 - Pólo Petroquímico, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 33,07 km	2026
LT 525 kV Itá - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 37,39 km	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva) // SE Itá	2026
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Nova Santa Rita	2026
LT 525 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 42,37 km	2026
LT 230 kV Guaíba 3 - Charqueadas 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10,24 km	2026
LT 230 kV Caxias - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 39,52 km	2026

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Ivoti 2 - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 19,61 km	2026
LT 230 kV Farroupilha - Scharlau 2, C1	Desmantelamento dos ativos da CEEE-GT - Ponto de Seccionamento - Scharlau	2026
LT 230 kV Farroupilha - Ivoti 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 3 km	2026
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 77,85 km	2026
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 374,54 km	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 36,6 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 36,6 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Porto Alegre 4, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 7,29 km	2026
	Circuito Duplo 230 kV, 1x2500mm^2 Al, 7 km (subterrâneo)	2026
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 3,53 km	2026
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilhinha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2026
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilhinha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2026
LT 230 kV Porto Alegre 19 - Viamão 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1600mm^2 Al, 5,3 km (subterrâneo)	2027
SECC LT 230 kV Nova Santa Rita - Itaúba, C1, na SE Candelária 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 12 km	2020
SECC LT 230 kV Ijuí 2 - Passo Real, C1, na SE Cruz Alta 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C2, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023
SECC LT 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita, C1, na SE Guaíba 3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2023
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2023
SECC LT 230 kV Osório 2 - Lagoa dos Barros, C1, na SE Osório 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2023
SECC LT 230 kV Presidente Médici - Bagé 2, C1, na SE Candiota 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2023
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C1, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2023
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata 2, C1, na SE Vila Maria	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,5 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata 2, C2, na SE Vila Maria	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0,5 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0,5 km	2023
SECC LT 230 kV Farroupilha - Caxias do Sul 5, C1 (CD), na SE Caxias Norte	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km	2025
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Canoas 2, C1, na SE Cachoeirinha 3	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km	2025
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2, na SE Cachoeirinha 3	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km	2025
SECC LT 230 kV Farroupilha - Caxias do Sul 2, C1 (CD), na SE Caxias Norte	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715,5 MCM (STARLING), 10 km	2025

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 230 kV Cidade Industrial - Charqueadas, C1, na SE Charqueadas 3	Circuito Duplo 230 kV, 1x1200mm² Al, 5,46 km (subterrâneo)	2026
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Charqueadas	2026
SECC LT 230 kV Santa Cruz - Charqueadas, C1, na SE Charqueadas 3	Circuito Duplo 230 kV, 1x1200mm² Al, 5,46 km (subterrâneo)	2026
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Charqueadas	2026
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C1 e C2 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,2 km	2026
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,2 km	2026
SECC LT 230 kV Porto Alegre 13 - Porto Alegre 6, C1, na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5,43 km	2026
SECC LT 230 kV Porto Alegre 4 - Porto Alegre 6, C1, na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8 km (aéreo)	2026
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 0,79 km (compacta)	2026
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2, na SE Canoas 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km	2026
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilhinha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2026
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2026
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 8, C1, na SE Porto Alegre 19	Circuito Duplo 230 kV, 1x2500mm² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - PAL8) + 1x1200mm² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - Gravataí 2) (subterrâneo)	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Farroupilha	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2020
SE 230/69 kV Ijuí 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2020
SE 230/69 kV Jardim Botânico	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2020
SE 230/69 kV Torres 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2020
SE 230/69 kV Candelária 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2020
SE 230/69 kV Cruz Alta 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2022
SE 525/230 kV Guaíba 3	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2023
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2023
SE 525/230 kV Candiota 2	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2023
SE 525/230 kV Capivari do Sul	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2023
	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2023
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2023
SE 230/138 kV Vila Maria	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/138/69 kV Quinta	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2023
SE 230/138 kV Presidente Médici	2° ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2023
	Aquisição de Terreno	2023
	2 x EL (Entrada de Linha) 230 KV, Arranjo BD4 (GIS)	2023
SE 230/23 kV Campo Bom	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ)	2023
SE 230/23 kV Cidade Industrial	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 150MVA)	2023
	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
SE 230/23 kV Eldorado do Sul	Subst. 1° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	2° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2023
SE 230/23 kV Canoas 1	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ)	2023
SE 525/230 kV Gravataí	Subst. 1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Ø (atual: (9+1R)x224 MVA 1Ø)	2023
	4° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2023
SE 230/23 kV Gravataí 2	Subst. 1° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
	2° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2023
SE 230/69 kV Gravataí 3	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Pólo Petroquímico	Subst. 1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 4	1°, 2°, 3°, 4° e 5° TF 230/13,8 kV, 5 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 5x50 MVA 3Φ)	2023
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BDDD (Cubículo Abrigado)	2023
	3 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2023
	IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2023
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 6	Subst. 1° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
	2° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2023
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 9	Subst. 1° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 60 MVA)	2023
	2° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2023
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT (Cubículo Abrigado)	2023
	IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2023
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 13	Subst. 1° e 2° TF 230/13,8 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT (Cubículo Abrigado)	2023
SE 230/69 kV Restinga	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2023
SE 230/23 kV Scharlau	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2023
SE 230/138 kV Taquara	3° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2023
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2023
SE 230/69/13.8 kV Caxias 6	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2023
	Aquisição de Terreno	2023
SE 230/69 kV Nova Prata 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ	2023
	Desativação de 1 CT 230 KV BD4 e 1 CT 69 KV BPT	2023
	Desmontagem e transporte de 3 TRs 230/69kV, 50 MVA cada	2023
SE 230/69 kV Vinhedos	3° ATF 230/69 kV, 1 x 165 MVA 3Φ	2023
SE 230 kV Livramento 3	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 30 Mvar 3Φ	2024
SE 525 kV Marmeleiro 2	Compensador Síncrono 525 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2024
SE 230 kV Livramento 3	Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2024
SE 230/69 kV Cachoeirinha 3	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 55 MVA 1Φ	2025
SE 525/230/138 kV Caxias Norte	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 225 MVA 3Φ	2025
	1º, 2º e 3º ATF 525/230 kV, (9 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2025
SE 230/69/13.8 kV Caxias do Sul 5	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2025
SE 525/230 kV Guaíba 3	Compensador Estático 525 kV, 1 x (-180/+300) Mvar	2026
SE 230/69 kV Charqueadas 3	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Ivoti 2	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2026
	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026
SE 230/69 kV Gravataí 3	3° ATF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2027
SE 230/69 kV Porto Alegre 19	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2027

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2027

26. Estado Santa Catarina

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 40 km	2020
LT 525 kV Abdon Batista - Campos Novos, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 40 km	2020
LT 230 kV Siderópolis 2 - Siderópolis, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2020
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilhinha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 20 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 20 km	2020
LT 230 kV Torres 2 - Forquilhinha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2020
LT 230 kV Biguaçu - Ratones, C1 e C2 (CS)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 800.0 MCM, 13 km (trecho submarino - C1 e C2 (CD))	2021
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600.0 MCM, 4,5 km (trecho subterrâneo - C1 e C2 (CD))	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C1)	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C2)	2021
	Custo Fundiário	2021
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021
LT 525 kV Abdon Batista - Siderópolis 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 250 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 8 x 75 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 8 x 50 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2022
LT 525 kV Biguaçu - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 150 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Biguaçu	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2022
LT 230 kV Abdon Batista - Videira, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 63,4 km	2023
LT 230 kV Abdon Batista - Barra Grande, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 26,7 km	2023
LT 230 kV Itá - Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 93,3 km	2024
LT 230 kV Itá - Xanxerê, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km	2024
LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7.1 km	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7.1 km	2024
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville Norte, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak-T), 18 km	2024
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 12 km	2024
LT 230 kV Indaial - Gaspar 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2024
LT 230 kV Rio do Sul - Indaial, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 51 km	2024
LT 525 kV Joinville Sul - Areia, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 292.4 km	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Joinville Sul	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Areia	2024
	ESTUDO DE VIABILIDADE + DESPESAS DE VIAGEM	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, C1 e C2 (CS)	PROJETO BASICO	2024
	PROJETO EXECUTIVO	2024
	CUSTO EQUIPAMENTOS (HGIS/SFV) FOB PORTO SANTOS	2024
	ADMINISTRAÇÃO/MOBILIZAÇÃO/DESMOBILIZAÇÃO	2024
	CUSTO MATERIAIS	2024
	CUSTO DE OBRA CIVIL	2024
	CUSTO MONTAGEM ELETROMECANICA	2024
LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 81.5 km	2024
LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 63.4 km	2024
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 0.2 km	2024
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilhinha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 28 km	2024
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 249 km	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2024
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 297,09 km	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026
LT 525 kV Abdon Batista - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 4,4 km	2026
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225,6 km	2026
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilhinha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2026
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilhinha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2026
LT 230 kV Campos Novos - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 61,8 km	2027
LT 230 kV Gaspar 2 - Indaial, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2027
LT 230 kV Itá - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 55 km	2027
LT 230 kV Xanxerê - Pinhalzinho 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 64,7 km	2027
SECC LT 230 kV Jorge Lacerda - Siderópolis, C3, na SE Tubarão Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2020
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 39 km	2024
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba Leste, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 43 km	2024
SECC LT 525 kV Blumenau - Biguaçu, C1 (CD), na SE Gaspar 2	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 7.1 km	2024
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 5.5 km	2024
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 5.5 km	2024
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Jaraguá do Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 38 km	2024
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville, C1 (CD), na SE Jaraguá do Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 38 km	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Gaspar 2	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 23 km	2024
SECC LT 230 kV Joinville - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 13.3 km	2024
SECC LT 525 kV Itá - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2025
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2025
SECC LT 525 kV Campos Novos - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2025
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2025
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C2 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 3,3 km	2026
SECC LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2, C1, na SE São José	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2026
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2026
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C1 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.3 km	2026
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C2 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 47 km	2027
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C1 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 47 km	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	2° e 3° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 525/230/138 kV Biguaçu	Compensador Estático 525 kV, 1 x (-100/+300) Mvar	2020
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Reator de Linha 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2020
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2020
SE 230/138 kV Tubarão Sul	1° e 2° ATF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2020
	1° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
	2° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2020
SE 230/138 kV Desterro	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2020
SE 230/138 kV Ratones	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021
	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Palhoça	Subst. 1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 230/138/69 kV Joinville	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ (atual: 75 MVA e 100 MVA 3Φ)	2022
	Subst. 1° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ (atual: 100 MVA 3Φ)	2022
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Foz do Chapecó	4° ATF 230/138 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Videira	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Itajaí	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2023
SE 525/230/138 kV Blumenau	1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2023
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2023
	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2023
SE 230/138 kV Rio do Sul	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2023
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Φ	2024
	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024
	1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2024
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024
SE 525/230/138 kV Gaspar 2	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2024
	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2024
SE 230/138 kV Indaial	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2024
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2024
	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Rio do Sul	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 525/230 kV Itá	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Joinville Norte 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Chapecoense	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Ratones	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV São José	1° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 525 kV Abdon Batista 2	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV Indaial	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2027
SE 230/138 kV Ilhota 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV Descanso	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV Concórdia	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2027
SE 230/138 kV Chapecoense	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2027

27. Estado Paraná

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 525 kV Ivaiporã - Ponta Grossa, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2021
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2021
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Ivaiporã	2021
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2021
LT 525 kV Ponta Grossa - Bateias, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2021
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2021
LT 230 kV Ponta Grossa - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 89 km	2021
LT 230 kV Ponta Grossa - Ponta Grossa Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2021
LT 230 kV União da Vitória Norte - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 98 km	2021
LT 230 kV Areia - Guarapuava Oeste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 68 km	2021
LT 230 kV Guaíra - Umuarama Sul, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 105 km	2021
LT 230 kV Irati Norte - Ponta Grossa, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 65 km	2021
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 35 km	2021
LT 230 kV Areia - União da Vitória Norte, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 52.2 km	2021
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021
LT 525 kV Guaíra - Foz do Iguaçu, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 170 km	2022
LT 525 kV Guaíra - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 258 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Guaíra	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Sarandi	2022
LT 525 kV Guaíra - Cascavel Oeste, C1	Energização, Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 126 km	2022
LT 230 kV Londrina-ESU - Ibiporã, C1 e C2 (CD)	Recapacitação, Circuito Duplo 230 kV, 1x900 MCM (Al Liga 1120), 20,3 km	2022
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM (T-ACSR Rook), 82,7 km	2022
LT 230 kV Sarandi - Paranavaí Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 86 km	2022
LT 525 kV Londrina-ESU - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 74 km	2022
LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 6 km	2022
LT 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 27,9 km	2022
LT 230 kV Bateias - Pilarzinho, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 29 km	2022
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 46 km	2023
LT 525 kV Joinville Sul - Areia, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 292.4 km	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Joinville Sul	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Areia	2024
LT 525 kV Cascavel Oeste - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 183,52 km	2026
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 297,09 km	2026
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 225,6 km	2026
SECC LT 230 kV Klacel - Ponta Grossa, C1, na SE Castro Norte	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2021
SECC LT 230 kV Klacel - Ponta Grossa Norte, C1, na SE Ponta Grossa	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 18 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 18 km	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa Norte, C1, na SE Ponta Grossa	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Guarapuava Oeste	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Irati Norte	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2021
SECC LT 230 kV Londrina-ESU - Apucarana, C1, na SE Londrina Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021
SECC LT 230 kV Londrina-ESU - Maringá, C1, na SE Sarandi	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,7 km	2025
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,7 km	2025
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2026
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2026

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230 kV Ponta Grossa	1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Φ	2021
	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 230/138 kV Castro Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV União da Vitória Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Guarapuava Oeste	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ	2021
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Irati Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021
SE 525/230 kV Londrina-ESU	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 230/34.5/13.8 kV São Mateus do Sul	Subst. 1° e 2° TF 230/34,5/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2021
SE 230/138 kV Ponta Grossa Sul	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2021
SE 230/138 kV Pato Branco	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2021
SE 230/138 kV Realeza Sul	2° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 230/138 kV Londrina Sul	1° ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2022
SE 525/230/138 kV Sarandi	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2022
SE 230/138 kV Guaíra	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022
	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2022
SE 525/230/138 kV Guaíra	1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2022
SE 525/230/138 kV Sarandi	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Campo Mourão	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2023
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 525/230/138 kV Sarandi	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2023
	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/138 kV Posto Fiscal	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 525/230 kV Curitiba Leste	2° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2023
SE 230/138/13.8 kV Campo do Assobio	Substituição dos ATFs 230/138 kV por unidades de 150 MVA (provenientes da SE Ponta Grossa Norte)	2023
SE 525/230/138 kV Bateias	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2023
SE 230/69/13.8 kV CIC	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2023
SE 230/69/13.8 kV Uberaba	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2023