



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2022



Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro

José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro 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

Catálogo na Fonte

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013

2v.: il.

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

PARTICIPANTES – MME

Coordenação Geral

Altino Ventura Filho

Coordenação Executiva

Paulo Cesar Magalhães Domingues
João José de Nora Souto
Moacir Carlos Bertol

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo, Maria Elvira Piñeiro Macieira

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Coordenação: Altino Ventura Filho

Equipe técnica: Adão Martins Teixeira Junior, Adriano Jeronimo da Silva, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Cássio Giuliani Carvalho, Christiany Salgado Faria, Cristiano Augusto Trein, Daniele de Oliveira Bandeira, Debora de Siqueira Calderini Rosa, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Gilma dos Passos Rocha, Guilherme Zanetti Rosa, Gustavo Santos Masili, Gustavo Cerqueira Ataíde, João Antônio Moreira Patusco, Jorge Paglioli Jobim, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Lúvia Batista Maciel Braga, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhann, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Garcia, Paula Roberta Moraes Baratella, Tarita da Silva Costa, Rodrigo Afonso Guimarães, Sérgio Ferreira Cortizo, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vilma Maria de Resende.

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Coordenação: Marco Antônio Martins Almeida

Equipe técnica: Adriano Gomes de Sousa, Aldo Barroso Cores Júnior, André Barros Martins, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diego Oliveira Faria, Diogo Santos Baleeiro, Edie Andreeto Júnior, Fernando Massaharu Matsumoto, Israel Lacerda de Araújo, Jaqueline Meneghel Rodrigues, José Botelho Neto, João Batista Simon Flausino, Juliano Vilela Borges dos Santos, Karla Branquinho dos Santos Gonzaga, Lauro Doniseti Bogliotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisboa Theodoro, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Maurício Ferreira Pinheiro, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Raphael Ehlers dos Santos, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Rodrigo Willians de Carvalho, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei, Valdimara Alves de Oliveira.

Assessoria Especial em Gestão Socioambiental – AESA/SECEX

Coordenação: Luiz Fernando do Monte Pinto

Equipe técnica: Maria Ceicilene Aragão Martins, Rita Alves Silva.

PARTICIPANTES – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de energia elétrica: José Carlos de Miranda Farias

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis: Elson Ronaldo Nunes

Consolidação e Sistematização

José Marcos Bressane e Emílio Hiroshi Matsumura

Estudos econômicos e energéticos

Coordenação: Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe técnica: Adriana Fiorotti Campos, Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bianca Nunes de Oliveira, Carla da Costa Lopes Achão, Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen, Fernanda Marques Pereira Andreza, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano, Jeferson Borghetti Soares, Jose Manuel Martins David, Lena Santini Souza Menezes, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Leticia Fernandes Rodrigues da Silva, Luciano Basto Oliveira, Luiz Claudio Orleans, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Marcia Andreassy, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Monique Riscado da Silva, Natalia Goncalves de Moraes, Renata de Azevedo M. da Silva, Rogério Antônio da Silva Matos, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Simone Saviolo Rocha.

Geração de energia elétrica – Estudos de Planejamento

Coordenação: Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe técnica: Anderson da Costa Moraes, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Glaysson de Mello Muller, Hermes Trigo da Silva, Marcos Eduardo Pinheiro Alves Olivier, Marília Ribeiro Spera, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Ronaldo Antonio de Souza, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar.

Geração de energia elétrica – Estudos de Engenharia

Coordenação: Paulo Roberto Amaro

Equipe técnica: Paulo Sérgio Caldas, Thiago Vasconcellos Barral Ferreira, Diego Pinheiro de Almeida.

Estudos de transmissão de energia elétrica

Coordenação: Paulo César Vaz Esmeraldo

Equipe técnica: Alexandre de Melo Silva, Aretha de Souza Vidal Campos, Armando Leite Fernandes, Beatriz Nogueira Levy, Carolina Moreira Borges, Daniel José Tavares de Souza, Daniela Florêncio de Souza, Dourival de Souza Carvalho Junior, Fábio de Almeida Rocha, Henrique Abreu de Oliveira, João Mauricio Caruso, José Antonio D Affonseca Santiago Cardoso, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Marcelo Lourenço Pires, Marcos Vinicius da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Priscilla de Castro Guarini, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Thiago Jose Masseran Antunes Parreiras, Tiago Campos Rizzotto, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins.

Estudos de petróleo e gás natural

Coordenação: Giovani Vitória Machado

Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Aloysio Vasconcelos Filho, Antonio Marco Siciliano, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, , Guilherme Eduardo Zerbinatti Papaterra, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Kátia Souza de Almeida, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern, Marcos Frederico F. de Souza, Norival Brisola, Péricles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Moreira dos Santos, Roberta de Albuquerque Cardoso, Ronan Magalhães Ávila, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva, Viviane Kotani Shimizu.

Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis

Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Equipe técnica: Amanda Pereira Aragão, André Luiz Ferreira dos Santos, Angela Oliveira da Costa, Antonio Carlos Santos, Clara Santos Martins Saide, Euler João Geraldo da Silva, Gildo Gabriel da Costa, , Juliana Rangel do Nascimento, Kriseida C. P. G. Alekseev, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Marisa Maia de Barros, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Pedro Ninô de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva.

Estudos socioambientais

Coordenação: Edna Elias Xavier

Equipe técnica: Ana Dantas Mendez de Mattos, André Luiz Alberti, André Souza Pelech, Carina Rennó Siniscalchi, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Diego do Nascimento Bastos, Federica Natasha G. A. dos Santos Sodré, Gabriela Fernandes Santos Alves, Gustavo Fernando Schmidt, José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinicius Fernandes Amaral, Paula Cunha Coutinho, Robson de Oliveira Matos, Silvana Andreoli Espig, Taysa Monique Marinho da Costa, Thiago Oliveira Bandeira, Valentine Jahnel, Verônica Souza da Mota Gomes.

APRESENTAÇÃO

O Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, o qual é determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. No setor energético, compete ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE o estabelecimento de políticas e diretrizes, visando ao desenvolvimento nacional sustentado.

Os Planos Decenais elaborados no setor elétrico, constituem um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país. A partir de 2007 estes Planos ampliaram a abrangência dos seus estudos, incorporando uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica.

O ***Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022*** apresenta importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas, voltadas para o equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentáveis.

Neste PDE 2022 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,2 trilhão, dos quais 22,6% correspondem à oferta de energia elétrica; 72,5% a petróleo e gás natural; e 4,9%, à oferta de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2012 e 2022: da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 119,5 para 183,1 GW; da produção de petróleo, de 2,1 para 5,5 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 70,6 para 189,1 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 23,5 para 57,3 milhões de m³.

Ao apresentar o ***Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022***, resultado de um processo interativo de planejamento energético, subsidiado por estudos da Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia agradece a colaboração recebida por meio da consulta pública, de que participaram entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético.

Brasília, dezembro de 2013.

Edison Lobão

Ministro de Estado de Minas e Energia

ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Os diversos estudos contemplados neste relatório foram agrupados em quatro temas:

- (i) Contextualização e demanda;
- (ii) Oferta de energia elétrica;
- (iii) Oferta de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis; e
- (iv) Aspectos de sustentabilidade.

Ao final, é apresentada uma consolidação dos principais resultados.

A estrutura geral do relatório é a seguinte:

INTRODUÇÃO

CONTEXTUALIZAÇÃO E DEMANDA

Capítulo I – PREMISSAS BÁSICAS

Capítulo II – DEMANDA DE ENERGIA

OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Capítulo III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Capítulo IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

OFERTA DE PETRÓLEO E SEUS DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Capítulo V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Capítulo VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Capítulo VII – OFERTA DE GÁS NATURAL

Capítulo VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE

Capítulo IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Capítulo X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

CONSOLIDAÇÃO DE RESULTADOS

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	14
I - PREMISSAS BÁSICAS.....	18
1. Cenário Macroeconômico de Referência	18
Aspectos gerais	18
Conjuntura econômica	19
Cenário de referência	20
2. Premissas Demográficas.....	23
3. Premissas Setoriais.....	25
Grandes Consumidores.....	30
Setor residencial	31
Setor de transportes.....	34
II – DEMANDA DE ENERGIA	36
1. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte	37
2. Energia Elétrica	41
2.1 Projeção do consumo	41
2.2 Projeção da carga	44
2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2022 e do PDE 2021	46
3. Gás Natural.....	47
4. Derivados de Petróleo	50
4.1 Óleo Diesel.....	50
4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	52
4.3 Gasolina automotiva	53
4.4 Querosene de aviação (QAV)	56
4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo	56
4.6 Não-energéticos do petróleo	58
4.7 Nafta	60
5. Biocombustíveis	61
5.1 Biocombustíveis líquidos	61
5.2 Biomassa da cana	63
5.3 Biomassa da lenha	64
5.4 Carvão Vegetal.....	65
6. Carvão Mineral e Coque	66
7. Consolidação do Consumo Final por Fonte e por Setor - 2022	67
III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	71

1.	<i>Introdução</i>	71
2.	<i>Sistema Existente</i>	73
3.	<i>Metodologia e Critérios</i>	74
4.	<i>Diretrizes e Premissas</i>	76
5.	<i>Expansão da Geração</i>	80
5.1	Parque gerador contratado e em implantação	82
5.2	Parque gerador planejado	84
5.2.1	Expansão hidrelétrica	84
5.2.2	Expansão termelétrica	91
5.2.3	Expansão de outras fontes renováveis	94
5.2.4	Resumo da expansão por tipo de fonte	96
6.	<i>Balanco Estático de Garantia Física</i>	100
7.	<i>Expansão das Interligações</i>	106
8.	<i>Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit</i>	109
9.	<i>Atendimento à Demanda Máxima</i>	114
10.	<i>Estimativa de Investimentos</i>	124
	<i>IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	135
1.	<i>Considerações Iniciais</i>	135
2.	<i>Topologia da Rede de Transmissão</i>	136
2.1	Configuração inicial	136
2.2	Expansão do SIN e integração de usinas de grande porte e de novas fontes renováveis	137
2.3	Interligações regionais	140
2.4	Interligações dos sistemas isolados ao SIN	145
2.5	Interligações com países vizinhos	147
2.6	Copa do Mundo 2014	148
3.	<i>Sistemas de Transmissão Regionais</i>	149
3.1	Região Norte	149
3.1.1	Estado do Pará	150
3.1.2	Estado do Maranhão	154
3.1.3	Estado do Tocantins	156
3.1.4	Estado do Amazonas	158
3.1.5	Estado do Amapá	160
3.1.6	Estado de Roraima	161
3.1.7	Estudos complementares	163
3.2	Região Nordeste	163
3.2.1	Estado do Piauí	164
3.2.2	Estado do Ceará	166
3.2.3	Estado do Rio Grande do Norte	169
3.2.4	Estado da Paraíba	171
3.2.5	Estado de Pernambuco	173
3.2.6	Estado de Alagoas	175
3.2.7	Estado do Sergipe	177

3.2.8	Estado da Bahia	178
3.2.9	Estudos complementares	181
3.3	Região Sudeste.....	182
3.3.1	Estado de São Paulo	183
3.3.2	Estado de Minas Gerais	186
3.3.3	Estado do Espírito Santo.....	189
3.3.4	Estado do Rio de Janeiro	191
3.3.5	Estudos complementares	193
3.4	Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia	193
3.4.1	Estado de Goiás e Distrito Federal.....	194
3.4.2	Estado de Mato Grosso	197
3.4.3	Estados do Acre e Rondônia	199
3.4.4	Estudos complementares	201
3.5	Região Sul	201
3.5.1	Estado do Rio Grande do Sul	202
3.5.2	Estado de Santa Catarina.....	206
3.5.3	Estado do Paraná.....	208
3.5.4	Estado de Mato Grosso do Sul.....	210
3.5.5	Estudos complementares	211
4.	<i>Evolução Física e Investimentos.....</i>	212
5.	<i>Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST</i>	215
V	<i>PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....</i>	220
1.	<i>Introdução</i>	220
2.	<i>Previsões de Produção.....</i>	223
3.	<i>Implicações Estratégicas e Econômicas</i>	228
3.1	Evolução das reservas provadas e da relação R/P	228
3.2	Investimentos em E&P	231
3.3	Possíveis excedentes de produção	231
3.4	Demandas por FPSOs e conteúdo local na fabricação de equipamentos	232
VI	<i>OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	235
1.	<i>Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados</i>	235
1.1	Perspectivas de preços internacionais de petróleo.....	236
1.2	Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	237
1.3	Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	239
2.	<i>Expansão do Parque Nacional de Refino</i>	240
2.1	Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento.....	241
2.2	Evolução do parque de refino atual	244
2.3	Novas refinarias previstas.....	245
2.4	Investimentos programados	247
2.5	Evolução do parque nacional de refino	247
2.6	Resultados	248
2.6.1	Balanco entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção.....	248

2.6.2	Balanço nacional dos principais derivados	250
2.6.3	Balanço nacional de petróleo	255
2.7	Refino – Considerações finais	256
3.	<i>Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados.....</i>	258
3.1	Introdução	258
3.2	Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados.....	259
3.2.1	Infraestrutura dutoviária para transporte de petróleo e derivados	259
3.2.2	Infraestrutura de terminais e capacidade de armazenamento de petróleo e derivados.....	259
3.2.3	Transporte marítimo de petróleo e derivados	260
3.3	Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura	260
3.4	Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados	262
3.4.1	Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras	262
3.4.2	Investimentos sugeridos pela EPE	266
VII – OFERTA DE GÁS NATURAL		268
1.	<i>Perspectivas de Preços de Gás Natural</i>	268
1.1	Premissas para as previsões de preços	269
1.2	Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia <i>netback value</i>	272
1.3	Projeção de Preços de Gás Natural.....	274
1.4	Competitividade do gás natural no Brasil em relação ao óleo combustível	275
2.	<i>Expansão da Oferta de Gás Natural.....</i>	276
3.	<i>Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural.....</i>	279
3.1	Região Norte	280
3.2	Região Nordeste.....	281
3.3	Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	282
3.4	Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada	283
3.5	Considerações finais.....	284
4.	<i>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural</i>	285
4.1	Panorama atual.....	285
4.1.1	Região Norte	285
4.1.2	Região Nordeste	286
4.1.3	Região Sudeste	286
4.1.4	Regiões Sul e Centro-Oeste	286
4.2	Expansão da infraestrutura.....	286
4.2.1	Região Norte	286
4.2.2	Região Nordeste	287
4.2.3	Região Sudeste	287
4.3	Expansão indicativa.....	288
4.4	Novos sistemas em estudo	290
4.4.1	Pará.....	291
4.4.2	Maranhão	291
4.4.3	Piauí	291
4.4.4	Goiás e Distrito Federal	291
4.4.5	Mato Grosso	291

4.5	Expansão da infraestrutura via GNL	291
4.6	Estimativa de investimentos	292
VIII	OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS	293
1.	<i>Etanol</i>	293
1.1	Projeções da demanda total de etanol	293
1.1.1	Demanda do mercado interno	293
1.1.2	Demanda internacional	293
1.1.2.1	Total de exportação brasileira de etanol	296
1.1.3	Demanda total	297
1.2	Projeções da oferta de etanol no Brasil	298
1.2.1	Situação atual	298
1.2.2	Metodologia	298
1.2.3	Premissas para produção de açúcar, ATR e outros parâmetros	299
1.2.4	Premissas para a expansão da capacidade industrial	300
1.2.5	Resultados	302
1.2.6	Etanol celulósico e bioprodutos da cana	304
1.2.7	Investimentos para o aumento da produção	305
1.3	Logística de transporte do etanol	306
1.3.1	Armazenamento	306
1.3.2	Investimentos dutoviários e hidroviários	306
1.3.3	Ferrovias	307
1.3.4	Portos	309
1.4	Etanol - Considerações Finais	310
2.	<i>Biodiesel</i>	311
2.1	O consumo obrigatório de biodiesel	311
2.2	Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel	311
2.3	Oferta de biodiesel	312
2.3.1	Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel	312
2.3.2	Capacidade de processamento	314
2.3.3	Perspectivas de preços de biodiesel	314
2.3.4	Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel	315
2.3.5	Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis	316
2.3.6	Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel	316
2.3.7	Biodiesel – Considerações finais	317
3.	<i>Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica</i>	318
3.1	O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica	319
3.2	Oferta de biomassa de cana-de-açúcar	321
3.3	Potencial técnico de exportação de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar	321
3.4	Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais	323
IX	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	324
1.	<i>Conceitos e definições</i>	325
1.1	Eficiência energética	325
1.2	Geração distribuída	326
2.	<i>Principais resultados agregados</i>	327

2.1	Ganhos de eficiência energética.....	327
2.1.1	Setor industrial	329
2.1.2	Setor de transportes.....	331
2.1.3	Setor residencial	332
2.1.4	Setor comercial.....	334
2.1.5	Setor agropecuário	335
2.1.6	Setor público.....	335
2.2	Geração distribuída	336
2.3	Resultados Consolidados	339
X	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	341
1.	Premissas, critérios e procedimentos	341
1.1	Emissões de GEE.....	342
1.2	Energia elétrica	343
1.3	Petróleo, gás natural e biocombustíveis.....	343
1.4	Análise integrada	343
2.	Emissões de gases de efeito estufa (GEE)	344
2.1	Meta.....	344
2.2	Projeção.....	346
3.	Análise socioambiental por fonte energética	349
3.1	Geração hidrelétrica	349
3.2	Energia eólica, bioeletricidade e PCH	354
3.3	Transmissão de energia elétrica	356
3.4	Produção de petróleo e gás natural	360
3.5	Etanol	362
3.6	Biodiesel	367
3.7	Indicadores socioambientais.....	371
4.	Análise socioambiental integrada	373
4.1	Mapeamento dos projetos	375
4.2	Interferências dos projetos e sensibilidades regionais	376
4.3	Temas prioritários para a gestão ambiental	380
	CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	382
	Economia e Energia	382
	Matriz Energética	383
	Síntese dos Resultados	386
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	390
	LISTA DE TABELAS	399
	LISTA DE GRÁFICOS	403
	LISTA DE FIGURAS	406

AGRADECIMENTOS.....	408
----------------------------	------------

INTRODUÇÃO

O presente Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2022 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período de 2013 a 2022. Cumpre ressaltar a importância deste Plano como instrumento de planejamento para o setor energético nacional, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pelo Governo Federal.

A elaboração pela EPE dos estudos associados a este Plano se desenvolveu contando com as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG/MME.

Por outro lado, a participação de técnicos das empresas do setor elétrico ao longo dos trabalhos, bem como as contribuições de diversos órgãos e entidades recebidas, possibilitou aprimorar a qualidade das análises efetuadas.

Contexto e enfoque dos estudos

A economia mundial atravessa uma fase de incertezas, apresentando sinais de que o processo de recuperação tenderá a ser longo e gradual. Em 2012, a crise econômica, que inicialmente afetou mais intensamente os países desenvolvidos, passou a ser sentida por muitas economias emergentes que até então mantinham sua trajetória de forte crescimento econômico. É o caso da China que reduziu suas projeções de crescimento refletindo o impacto, via comércio mundial, do menor crescimento dos países desenvolvidos. Nesse contexto, apesar de todos os estímulos a diversos setores e à manutenção do ritmo elevado do consumo das famílias, a economia brasileira não foi capaz de apresentar um bom desempenho econômico, em virtude, principalmente do baixo nível de investimentos e da dificuldade de recuperação do setor industrial.

No cenário adotado, o país é ajudado pela construção de fundamentos macroeconômicos mais sólidos ao longo dos últimos anos e cresce a uma taxa superior à média mundial no horizonte decenal.

O cenário de referência, contudo, parte da expectativa de que os países desenvolvidos conseguirão evitar uma nova recessão, ainda que apresentem um ritmo de crescimento lento e modesto. Os países emergentes, em especial China e Índia, continuarão contribuindo significativamente para o crescimento do comércio mundial, apesar das menores taxas de crescimento esperadas para estes países. Com relação à economia brasileira, o cenário positivo está pautado especialmente nas perspectivas favoráveis de um forte ciclo de investimentos nos próximos anos, com destaque para os setores de infraestrutura e de exploração e produção de petróleo. Há que se ressaltar, contudo, que o crescimento da economia brasileira depende da solução de alguns problemas estruturais que hoje limitam o produto potencial da economia, e que impactam substancialmente a questão da produtividade e competitividade nacional.

No que concerne ao setor elétrico, o presente plano já incorpora os resultados dos leilões de energia nova e de reserva realizados até agosto de 2013. A potência total dos projetos que comercializaram energia nos anos de 2012 e 2013 foi de 574,3 MW e 2.770,7 MW, correspondendo a uma energia de

aproximadamente 300 MW médios e 1.400 MW médios, respectivamente. Estão incluídas neste total, vale destacar, a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 282 MW contratados em 2012 e 1.505 MW em 2013. Foi também dado prosseguimento ao exitoso processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2012, em quatro leilões, um total da ordem de 7.400 km de linhas de transmissão e 8.780 MVA de transformação.

Quanto à expansão da geração no horizonte do presente Plano, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2016, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

Os estudos que culminaram na indicação do parque gerador planejado e nas análises realizadas, não consideram as diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço estabelecidas na Resolução CNPE Nº 3, de 6 de março de 2013. As alterações em metodologias e modelos serão incorporadas aos estudos do próximo ciclo de planejamento.

Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, optou-se por indicar a expansão do parque gerador, com termelétricas a gás natural a partir de 2018, totalizando 1.500 MW. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica está atrelada à disponibilidade e competitividade dos projetos de gás natural nos futuros leilões para compra de energia nova. Em caso de inviabilidade, outras fontes constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

Ainda quanto à termelétrica, a expansão da geração com fontes nucleares não contemplou neste Plano outras usinas além de Angra 3, tendo em vista, principalmente, os prazos necessários para a implantação de novas centrais. Considerando estes prazos e a fase em finalização dos estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, a data mais provável para início de sua operação seria posterior ao horizonte deste Plano.

Os estudos socioambientais desenvolvidos neste Plano foram orientados pelo conceito de sustentabilidade, balizado pela redução dos impactos socioambientais na expansão da oferta de energia e pelas discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima. No horizonte de planejamento foram identificadas questões socioambientais importantes associadas às diversas fontes para as quais devem ser orientados esforços do setor de modo a contribuir para a minimização de riscos e o aproveitamento de oportunidades relacionados à expansão. Populações indígenas, áreas protegidas, biodiversidade aquática e vegetação nativa foram considerados os temas prioritários para a gestão ambiental nesse contexto.

O PDE 2022 tem entre seus objetivos o atendimento a metas específicas no quesito emissões. A questão climática teve sua relevância reiterada no Brasil pela promulgação da Lei 12.187/09 e do Decreto 7.390/10, que regulamenta essa lei. Esse novo arcabouço legal, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima e estabeleceu a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa em 36,1 a 38,9% em relação a um cenário de referência para 2020. O Decreto estabeleceu ainda que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano Decenal de Energia.

Assim, o PDE 2022 se apresenta como importante instrumento para a delimitação do cenário de mitigação, uma vez que incorpora medidas que, em conjunto, contribuem para que o país continue se desenvolvendo com baixas emissões de carbono. Dentre as medidas incorporadas a esse plano citam-se o aumento da eficiência energética, o incremento do parque instalado de hidroeleticidade e outras fontes renováveis de energia elétrica como eólica, biomassa e PCHs, além da avaliação das áreas de expansão da cana necessárias para o aumento do volume de biocombustíveis e consequente substituição de combustíveis fósseis.

Na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, com base nas reservas de 31 de dezembro de 2011 dos campos em produção e em desenvolvimento, nos volumes recuperáveis de descobertas em avaliação e nas estimativas referentes às acumulações por descobrir nos blocos exploratórios contratados até 30 de março de 2012 e nas áreas da União, elaboraram-se previsões de produção de petróleo e gás natural. Espera-se que no próximo decênio as reservas provadas e a produção nacional de petróleo e gás natural sejam duplicadas, principalmente com a contribuição dos recursos contingentes na área do Pré-Sal.

As demandas de derivados de petróleo, confrontadas com as previsões de produção, permitem antever as condições de atendimento ao mercado, as necessidades de importação e as possibilidades de exportação de petróleo e seus derivados, bem como os investimentos necessários no parque de refino e na infraestrutura logística de petróleo e seus derivados. Ressalte-se que, com a redução da produção de etanol e o aumento da frota de veículos leves, prevê-se importação de gasolina ao longo de todo o período considerado.

Mantendo a expectativa do Plano anterior, prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, como também de derivados, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal, assim como da expansão do parque nacional de refino.

Quanto ao gás natural, um aspecto fundamental na avaliação da penetração desse combustível na indústria consiste na competição direta com o óleo combustível. Assim, para efeito de projeção, são fundamentais as hipóteses sobre os preços relativos desses energéticos. O cenário adotado confere ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível. Há ainda outros elementos a serem levados em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, que é o caso da fabricação de vidro e de determinados tipos de cerâmica, assim como no segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fim energético quanto como matéria-prima.

Projeta-se para o período decenal uma ampliação da participação do gás nacional na oferta total de gás natural, devido principalmente ao incremento da produção interna oriunda das recentes descobertas. Ainda assim, prevê-se a manutenção da importação de gás natural boliviano nos níveis atuais, e de GNL, através dos terminais instalados (Rio de Janeiro e Ceará) e do novo terminal previsto (Bahia), como forma de otimização da infraestrutura.

Os estudos relacionados aos biocombustíveis líquidos estimam o balanço entre a oferta e a demanda de etanol, assim como a demanda mandatória de biodiesel e sua capacidade de processamento. Para o período 2013-2022, projeta-se que o mercado brasileiro de etanol continuará em expansão, devido

ao aumento expressivo da frota de veículos *flex-fuel*. No entanto, o crescimento terá menor intensidade, quando comparado ao Plano anterior, devido às restrições na oferta do produto. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, impactadas principalmente pelos problemas na produção doméstica. Ainda assim, o Brasil se manterá como um dos principais *players* no período analisado.

Entre 2013 e 2016, vislumbra-se o início da recuperação da oferta de etanol, motivado pelo retorno dos investimentos em renovação dos canaviais e em tratamentos culturais, que prosseguirão ao longo do período. A partir de 2016, prevê-se uma aceleração do crescimento da oferta, com a implantação de novas unidades produtoras. Nesse contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Considerou-se que o biodiesel será utilizado apenas para atendimento à mistura mandatória, apesar de ter sido avaliada a possibilidade de que a demanda ultrapassasse as metas legais estabelecidas. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

Quanto à biomassa de cana-de-açúcar para a geração de bioeletricidade, a análise de seu potencial em relação à quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico evidencia significativa folga para a ampliação de sua capacidade, que poderá ser utilizada desde que suplantados o problema de falta de competitividade que essa fonte tem demonstrado nos últimos anos.

I - PREMISSAS BÁSICAS

A determinação da evolução do consumo de energia envolve a adoção de uma série de premissas, incluindo aquelas relacionadas às premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, e as relativas à eficiência energética¹ e à autoprodução².

A exemplo disto, variáveis econômicas como a taxa de crescimento da economia, possuem impactos relevantes sobre a produção industrial, com ligação direta sobre a projeção do consumo de energia deste setor. A análise do setor industrial e, conseqüentemente, seu consumo de energia dependem também de estudos prospectivos setoriais, sobretudo referentes aos segmentos energointensivos. Além disso, o setor industrial possui um peso relevante na autoprodução de eletricidade³.

No que se refere aos indicadores demográficos, a perspectiva de evolução da relação habitante/domicílio e a evolução do crescimento da população brasileira possibilitam estimar o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia.

Neste capítulo são apresentadas as premissas básicas adotadas nos estudos do PDE 2022, abrangendo o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas de preços do petróleo e o crescimento demográfico. As demais premissas são descritas ao longo do relatório.

1. Cenário Macroeconômico de Referência

Aspectos gerais

A evolução da demanda por energia é estabelecida tendo como base os estudos de longo prazo. A partir dessa visão, recortes temporais de horizontes menores podem ser determinados, obtendo-se, dessa maneira, trajetórias consistentes ao longo do tempo para as variáveis de interesse.

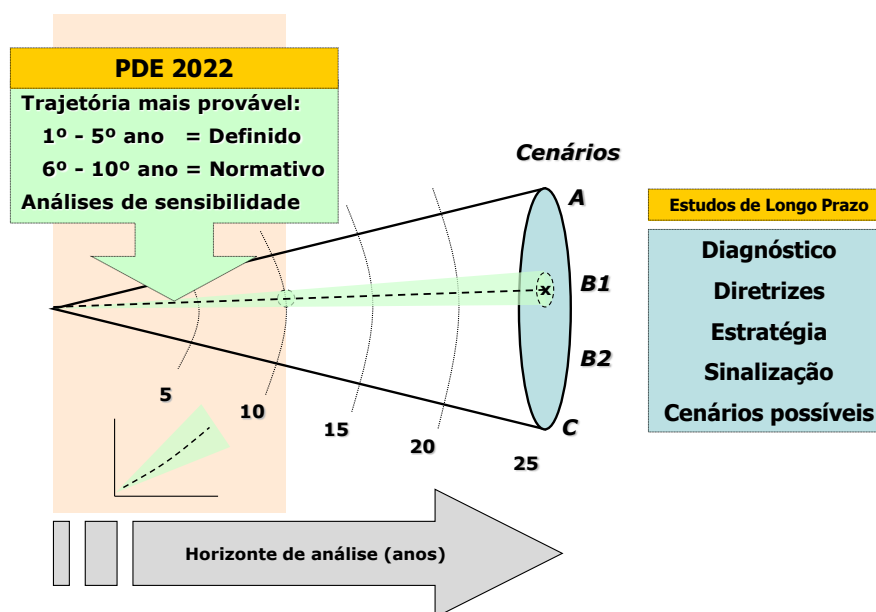
Dessa forma, o cenário adotado para o PDE 2022 está inserido dentro de uma perspectiva maior que é o cenário de interesse dos estudos de longo prazo elaborados pela EPE no âmbito do Plano Nacional de Energia. Na Figura 1 ilustra-se esquematicamente esse processo.

¹ As premissas formuladas para a eficiência energética são especialmente relevantes. As iniciativas nessa área perpassam todos os setores de consumo e são, muitas vezes, a forma mais econômica de atendimento da demanda de energia. Pela importância de que se revestem, as premissas sobre a eficiência no uso da energia serão tratadas no Capítulo IX.

² O termo autoprodução se refere aqui à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, ou seja, para o autossuprimento de eletricidade, não sendo utilizada a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

³ A autoprodução de eletricidade desloca parcela do consumo final de energia e, dessa forma, reduz a demanda de investimento na expansão do parque de geração e da rede de transmissão do setor elétrico.

Figura 1 – Cone de cenários: relação entre o PDE 2022 e os estudos de longo prazo



Fonte: EPE

No PDE 2022, são incorporados na análise, além dos cenários de longo prazo, os elementos conjunturais e as definições de médio prazo que podem influenciar os parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia.

Nesse contexto, há que se destacar a perspectiva de que a economia brasileira nos próximos dez anos terá um desempenho superior à média mundial, premissa que está alinhada com as perspectivas adotadas pela EPE desde o PNE 2030. Dessa forma, no presente estudo trabalha-se com uma taxa média de crescimento mundial de cerca de 4% ao ano, enquanto o Brasil se expande a uma taxa média de 4,8% ao ano, conforme analisado nas próximas seções.

Conjuntura econômica

Nos últimos anos, a economia mundial tem sido marcada por um período de fraco crescimento econômico e grande incerteza acerca dos desdobramentos da crise mundial, iniciada nos Estados Unidos e intensificada nos países integrantes da União Europeia. Embora essa crise tenha ocorrido de forma mais intensa nos países desenvolvidos, seus efeitos também foram sentidos nos países emergentes. Estes, embora tenham conseguido lograr sucesso inicial com suas políticas econômicas de estímulo ao consumo e investimento, não foram capazes de evitar totalmente os efeitos negativos da crise advindos do comércio mundial.

Nesse contexto, a China reduziu suas projeções de crescimento dos próximos anos trazendo dúvidas quanto aos possíveis efeitos sobre as demais economias mundiais, visto que hoje o país já possui um peso relativo sobre o comércio internacional, especialmente no mercado de *commodities*.

O Brasil, por sua vez, reforçou os esforços para que sua economia continuasse apresentando bons resultados, através de estímulos a diversos setores e à manutenção do ritmo elevado do consumo das famílias. Nesse sentido, o setor comercial segue apresentando bons resultados em resposta a diversos

fatores tais como a baixa taxa de desemprego, os incentivos fiscais do governo, a oferta de crédito e a um patamar de juros reais mais baixos.

Contudo, por outro lado, o baixo nível de investimentos e a dificuldade de recuperação da indústria impactaram fortemente o resultado econômico do país ao longo do ano de 2012. Obviamente, há que se separar, entre os fatores que estão levando ao baixo crescimento brasileiro, aqueles que são estruturais (e que, portanto, necessitam de esforços para que sejam solucionados) e aqueles que são conjunturais⁴.

Dentre os fatores estruturais, ressalta-se a necessidade de redução de gargalos de infraestrutura, de elevação da competitividade da indústria e de ganhos de produtividade da economia. Assim, a retomada dos investimentos é imprescindível a fim de possibilitar uma expansão mais significativa da economia.

De toda forma, a análise prospectiva da economia brasileira depende da evolução da economia mundial e de como os países desenvolvidos irão se estruturar para retomar seus níveis de atividade e, também, de como os países emergentes responderão a este menor crescimento dos países centrais neste período.

O cenário adotado pela EPE para os próximos dez anos é detalhado em seguida.

Cenário de referência

O cenário projetado pela EPE para a economia brasileira adota algumas premissas que sustentam a possibilidade de um alto crescimento econômico nacional nos próximos anos. Este cenário, é claro, foi elaborado em um ambiente de grandes incertezas, especialmente com relação à economia mundial e aos desdobramentos da crise econômica sobre o comércio internacional. Entretanto, é possível, mesmo em um momento tão conturbado, visualizar uma perspectiva de retomada de crescimento e de investimentos da economia brasileira.

Dentre as premissas adotadas neste estudo, é de extrema relevância enunciar a perspectiva de recuperação, ainda que bastante moderada, da economia mundial. Nesse cenário, uma possibilidade de dissolução da União Europeia é bastante reduzida e para isto contribui fortemente os esforços realizados pelo Banco Central Europeu e Fundo Monetário Internacional no intuito de ajudar as economias mais abaladas pela crise fiscal.

Nesse contexto, é maior a contribuição dos países emergentes na economia mundial, que passam a atuar mais intensamente no comércio internacional. Destacam-se a China e Índia, que se mantêm com altas taxas de crescimento, embora não tão elevadas quanto as verificadas na primeira década do século XXI.

Conforme apresentado na Tabela 1, no primeiro quinquênio do horizonte de projeção, as economias desenvolvidas ainda estarão voltadas ao processo de recuperação de suas economias e o crescimento mundial será impactado mais fortemente pelos países emergentes que ainda manterão elevadas taxas

⁴ Dentre os fatores conjunturais destaca-se o caso da forte queda da agricultura no início do ano de 2012, atingida por efeitos climáticos em várias regiões do país e que afetaram a safra de importantes produtos.

de crescimento. Na segunda metade do horizonte, contudo, há a retomada do crescimento das economias desenvolvidas.

Com relação à economia brasileira, espera-se que a economia nacional supere as ameaças externas e sustente uma taxa de crescimento acima da média mundial. No horizonte decenal, o Brasil crescerá a uma taxa média entre 4,5% a.a e 5,0% a.a., enquanto o mundo cresce a aproximadamente 4,0%.

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
PIB mundial (% a.a.)	4,2	3,5	3,9	4,0
Comércio mundial (% a.a.)	7,3	3,7	5,1	5,3
PIB nacional (% a.a.)	3,3	4,2	4,5	5,0

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

É evidente que a manutenção destas taxas de crescimento da economia brasileira exige que mudanças importantes ocorram no período. A solução de alguns problemas estruturais que hoje constituem gargalos para o crescimento é imprescindível para sustentar um crescimento econômico de longo prazo.

Um dos fatores essenciais para viabilizar o crescimento econômico é o aumento da poupança de longo prazo. No período analisado, espera-se que a taxa de poupança brasileira seja beneficiada especialmente pela evolução das poupanças pública e externa. Com relação à poupança privada, a maior contribuição virá da maior lucratividade das empresas que aproveitam o bom momento econômico do país.

Outro fator de grande importância para o crescimento econômico nacional é a taxa de Produtividade Total dos Fatores (PTF). No período estudado a maior contribuição para o aumento da produtividade virá do crescimento esperado dos investimentos em infraestrutura e ocorrerá de forma mais intensa nos setores em que o país apresenta vantagem comparativa.

As evoluções das taxas de poupança de longo prazo (% PIB) e de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
Taxa de Poupança (% PIB) ⁽¹⁾	19,0	18,8	20,9	21,7
PTF (% a.a.) ⁽²⁾	1,0	0,9	1,3	1,5

Notas: (1) As projeções de taxa de poupança nos quinquênios dizem respeito aos seus valores de longo prazo; os valores históricos representam as médias das taxas correntes de poupança e, portanto, são mais afetadas por questões conjunturais.

(2) Para o cálculo da PTF histórica, ver Souza Jr. (2005).

Fontes: IBGE (dados históricos) e EPE (Projeções).

Com relação aos investimentos, é de notório conhecimento que eles são imprescindíveis para manter um crescimento econômico de longo prazo elevado e de forma sustentável, assim como para fornecer ganhos de competitividade a qualquer país. Em nossos estudos, o setor de petróleo e gás natural será um grande propulsor dos investimentos nacionais na década que se estende de 2013 a 2022. Este

setor ganha importância pelas recentes descobertas na camada Pré-sal e pelos impactos positivos que possuem sobre outros setores da economia.

A próxima década se beneficia, ainda, de importantes eventos esportivos que serão responsáveis pelo aumento dos investimentos em infraestrutura, trazendo a confiança de que os patamares de investimentos deverão se elevar substancialmente nos anos que se seguem.

Ademais, merece destaque, no que concerne ao aumento de investimentos, o setor habitacional. A manutenção do crescimento da renda e a continuidade da expansão do crédito são fatores que devem contribuir para a maior inversão de capital neste segmento.

No entanto, outros gargalos que impedem um aumento mais expressivo da produtividade ainda persistirão (falta de mão de obra qualificada, políticas de estímulos às inovações tecnológicas e mudanças institucionais mais profundas), visto que a implementação de algumas reformas necessita de um período maior que o horizonte decenal considerado neste estudo. Entretanto, a efetivação dos investimentos acima citados embasa a expectativa de aumento dos investimentos aos patamares observados na Tabela 3.

Tabela 3 – Investimento e PIB (taxas médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	16,4	19,4	20,5	21,7
Investimento público (% PIB) ^{(1),(2)}	3,1	3,0	3,3	3,9

Notas: (1) Taxas de investimento a preços correntes.

(2) Inclui empresas estatais federais

Fontes: IBGE e Ministério do Planejamento (dados históricos) e EPE (Projeções).

Acrescenta-se como fator relevante para possibilitar um alto nível de crescimento, a manutenção dos fundamentos econômicos que foram estabelecidos de uma forma mais sólida nos últimos anos. Em particular, a evolução por quinquênio de importantes indicadores das contas governamentais, entre eles superávit primário, déficit nominal e dívida líquida do setor público, aponta, portanto, para a tendência de manutenção da trajetória de queda da Dívida Líquida do Setor Público. Além disso, a manutenção de taxas de juros reais mais baixas contribui para diminuir a importância da conta de juros na evolução da dívida.

Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
Superávit Primário (% PIB)	3,4	2,9	2,0	1,6
Déficit Nominal (% PIB)	4,0	2,6	2,4	1,3
Dívida Líquida (% PIB)	52,3	40,3	36,4	30,2

Fontes: Banco Central (dados históricos) e EPE (Projeções).

O setor externo, por sua vez, é fortemente influenciado pela premissa de que o Brasil crescerá a taxas superiores à média mundial. Assim, espera-se aumento das importações em um ritmo superior ao aumento das exportações, especialmente no 1º quinquênio, o que levará a uma redução do resultado da balança comercial, ainda que esta se mantenha superavitária.

Dessa forma, espera-se uma redução do saldo comercial e, consequentemente, maior déficit em transações correntes. Este déficit, entretanto, será financiável devido ao maior afluxo de capitais para o país. A entrada de capitais via aumento do Investimento Externo Direto (IED) ocorrerá, principalmente, em decorrência da perspectiva de desempenho da economia nacional acima da média mundial.

Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
Balança Comercial (US\$ bilhões)	32,7	26,0	9,8	6,0
Exportações (US\$ bilhões)	97,3	173,7	302,9	350,8
Importações (US\$ bilhões)	64,7	147,7	293,1	344,9
IED (US\$ bilhões)	15,8	44,2	57,7	60,5
Transações Correntes (% PIB)	0,8	-1,3	-3,0	-2,7

Fontes: Banco Central (dados históricos) e EPE (Projeções).

Outra variável relevante na projeção da demanda e da oferta de energia é o preço do petróleo.

No período considera-se uma retomada da demanda mundial de petróleo, em virtude da trajetória de crescimento econômico prevista para o horizonte de 2022. No cenário de oferta de petróleo, considera-se que já há um processo de recuperação da mesma, sobretudo, por parte de alguns países da OPEP, tais como Iraque, Líbia e Arábia Saudita. Na primeira metade do período, entretanto, alguns focos de tensão político-econômicos em importantes regiões produtoras e o adiamento de investimentos em capacidade produtiva farão com que não haja tempo hábil para atender totalmente o ritmo de crescimento da demanda, de tal forma que o mercado permanecerá “apertado” no médio prazo, fazendo com que os preços médios se mantenham num patamar ainda elevado.

No segundo quinquênio, alguns fatores tais como a retomada e maturação de projetos de E&P, que haviam sido cancelados ou adiados por causa da crise, a manutenção de um crescimento econômico mundial moderado, o efeito da alta de preços sobre a demanda de derivados e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética, levarão a uma queda das cotações do Brent, passando a apresentar um patamar médio de US\$ 83/bbl no final do horizonte. A evolução do preço do óleo *Brent* projetado ao longo do horizonte do PDE 2022 é apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo *Brent* (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
Preço do Petróleo tipo <i>Brent</i> (US\$ maio 2012/barril)	56,53	91,22	99,51	83,32

Fontes: EIA-DOE, BLS (dados históricos) e EPE (Projeções)

2. Premissas Demográficas

Assim como a análise econômica possui um importante impacto sobre as questões energéticas, a evolução demográfica é um fator primordial para indicar as possíveis trajetórias do consumo

energético. Dessa forma, esta seção visa explicitar o cenário considerado para a evolução da população brasileira⁵ no período que se estende até 2022.

Nas últimas décadas, têm sido observadas alterações no perfil demográfico brasileiro no que se refere ao padrão de crescimento populacional. Entre outros aspectos, tem-se observado menor taxa de fecundidade e maior expectativa de vida ao nascer. Em síntese, pode-se afirmar que a população brasileira continua crescendo, porém a um ritmo menor e está envelhecendo.

Com relação ao perfil regional da população brasileira, pode ser observado pela Tabela 7 que o maior crescimento ocorre nas regiões Norte (0,9%) e Centro-Oeste (0,9%), com variações acima da média nacional (0,6%). Esse crescimento, contudo, não é capaz de induzir a uma mudança significativa na estrutura da população, que continua fortemente concentrada nas regiões Sudeste (41,9%) e Nordeste (27,7%).

Tabela 7 – Brasil e Regiões: Projeção da população total residente

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
	mil habitantes					
2013	16.511	54.524	82.449	28.021	14.640	196.144
2017	17.155	55.964	84.529	28.653	15.220	201.521
2022	17.838	57.488	86.731	29.323	15.835	207.216
Variação média (% ao ano)						
2013-2017	1,0	0,7	0,6	0,6	1,0	0,7
2017-2022	0,8	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6
2013-2022	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
Estrutura de Participação Populacional (%)						
2013	8,4	27,8	42,0	14,3	7,5	100,0
2017	8,5	27,8	41,9	14,2	7,6	100,0
2022	8,6	27,7	41,9	14,2	7,6	100,0

Fonte: Elaboração EPE.

Com relação ao número de domicílios particulares permanentes no período de 2013 a 2022, espera-se que ocorra uma elevação deste indicador em ritmo superior ao crescimento da população nacional, refletindo uma mudança no perfil da população brasileira. Entre as principais mudanças observadas estão a queda da taxa de fecundidade e o aumento do número de domicílios com apenas um habitante, em resposta, entre outros fatores, ao aumento de renda observado nos últimos anos. Este dado indica a redução do número de habitantes por domicílios que sai de 3,0 no início do período para 2,7 em 2022.

No que se refere à distribuição regional dos domicílios, verifica-se que as Regiões Norte e Centro-Oeste apresentam crescimento acima da média nacional, contribuindo para o aumento da participação do número de domicílios no total nacional. A Região Sudeste, contudo, mantém a característica concentradora na estrutura nacional.

⁵ A projeção da população da EPE utiliza como ano base a população brasileira em 2010, segundo dados divulgados pelo Censo desse ano, e realiza as projeções baseadas nas taxas de crescimento projetadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2008).

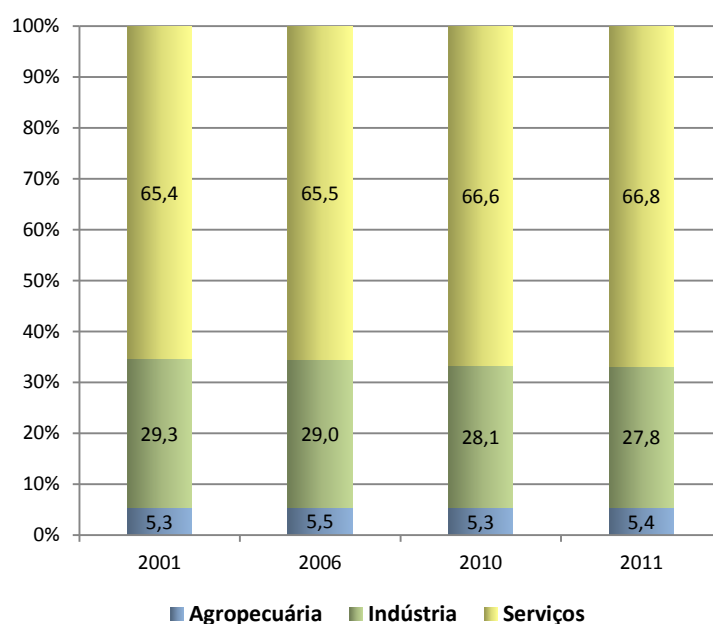
Tabela 8 – Brasil e Regiões: Projeção do número de domicílios

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
mil unidades						
2013	4.700	16.014	28.608	10.098	4.940	64.359
2017	5.176	17.366	31.137	11.029	5.429	70.137
2022	5.768	19.090	34.365	12.211	6.022	77.456
Variação média (% ao ano)						
2013-2017	2,4	2,0	2,1	2,2	2,4	2,2
2017-2022	2,2	1,9	2,0	2,1	2,1	2,0
2013-2022	2,3	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1
Estrutura de Participação dos Domicílios (%)						
2013	7,3	24,9	44,5	15,7	7,7	100,0
2017	7,4	24,8	44,4	15,7	7,7	100,0
2022	7,4	24,6	44,4	15,8	7,8	100,0

Fonte: Elaboração EPE

3. Premissas Setoriais

Partindo da análise do histórico do valor adicionado a preços de 2010, constata-se que a indústria vem perdendo participação relativa no valor adicionado nos últimos dez anos. Essa mudança na composição decorre de um crescimento médio do setor de serviços acima da média do valor adicionado. A indústria também cresceu, mas abaixo da média. A participação da agropecuária permaneceu praticamente estável nesse período. No Gráfico 1 é ilustrada essa mudança.

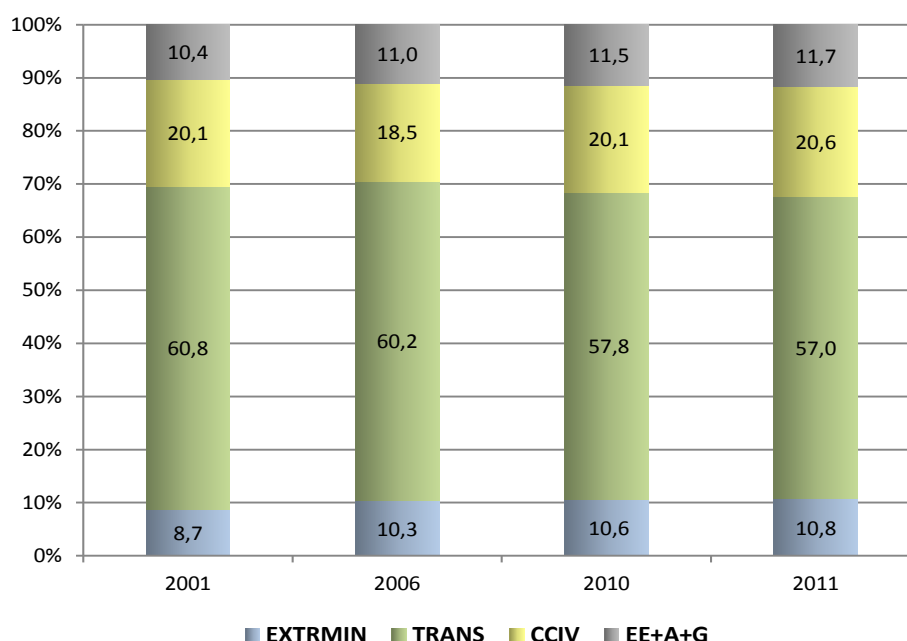
Gráfico 1 – Participação setorial no valor adicionado a preços de 2010

Fonte: IBGE

Como ilustrado no Gráfico 2, o ritmo de crescimento mais lento da indústria de transformação determinou o desempenho da indústria geral já que esse subgrupo tem um peso maior no valor adicionado do setor. A indústria de transformação caminhou a passos mais lentos por causa da

concorrência com os produtos importados. Ao contrário, a extrativa mineral teve um crescimento mais forte beneficiando-se do *boom* das *commodities* minerais. Entretanto, dado o seu peso no todo, apenas amenizou a queda de participação do setor que compõe.

Gráfico 2 – Participação relativa no valor adicionado da indústria a preços básicos



Fonte: IBGE

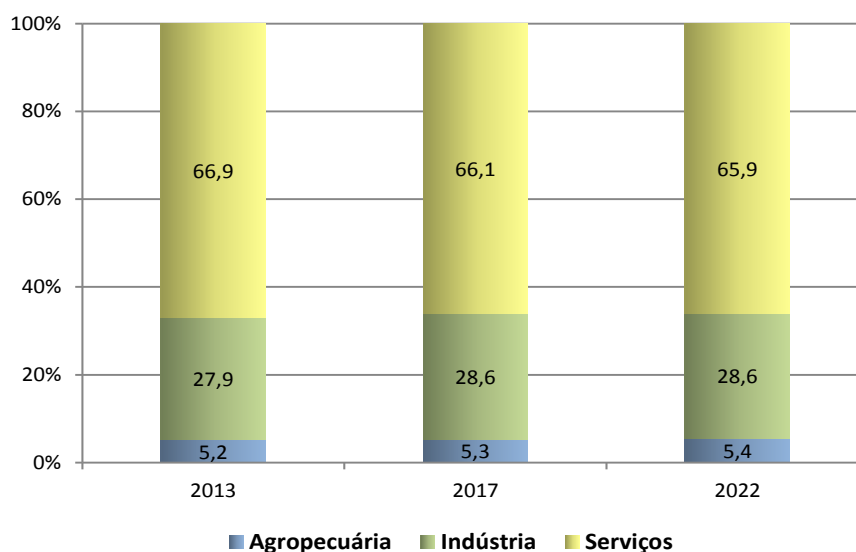
O setor de serviços se aproveitou de forma mais intensa do crescimento do mercado interno nos últimos dez anos. Ao contrário da indústria, a concorrência com a oferta externa é significativamente menor e isso favoreceu o desempenho relativo mais forte do setor que ganhou participação no valor adicionado nesse período.

Com relação ao setor agropecuário, a participação no valor adicionado manteve-se relativamente estável no período com leve ganho de participação. Entre 2001 e 2011 o valor adicionado agrícola cresceu a 4,0% ano ano beneficiando-se do crescimento da renda no mercado interno e da demanda em alta no mercado externo.

Ainda sobre a agropecuária, no mercado interno o aumento da renda ao longo dos últimos dez anos pressionou a demanda por alimentos e essa pressão foi maior nas faixas de renda mais baixas em que a renda adicional tende a ser gasta no consumo de mais alimentos que nas faixas de renda mais alta. No mercado externo o crescimento econômico mais acelerado principalmente nos países menos desenvolvidos resultou em forte aumento da demanda por commodities agrícolas. Essa demanda em países superpopulosos como China e Índia pressionou os preços num cenário em que a oferta não foi capaz de acompanhar o crescimento da demanda.

No Gráfico 3 é projetada a composição setorial do valor adicionado⁶ esperada para o horizonte de 2013 a 2022.

⁶ As projeções de valor adicionado foram feitas em R\$ de 2010.

Gráfico 3 – Projeção da evolução da participação setorial na economia brasileira

Fonte: Elaboração EPE.

As projeções continuam alinhadas com o PDE anterior. Espera-se que a participação relativa dos setores se altere com ganho de participação da indústria principalmente em detrimento do setor de serviços.

O setor agropecuário deve crescer acima do PIB no horizonte analisado. Os principais fatores que sustentam essa projeção são: a demanda crescente por grãos, oleaginosas e produtos da agropecuária; a manutenção dos preços da energia em alta no mercado internacional e o crescimento da produção de biocombustíveis que disputará os mesmos recursos de produção dos alimentos.

Quanto ao setor de serviços, a expectativa é positiva pela manutenção do crescimento da massa de rendimentos. O setor cresce, mas um pouco abaixo da média perdendo participação. O principal desafio a ser enfrentado será a falta de mão de obra qualificada que se intensificará nos próximos anos já que a atividade de serviços é intensiva em mão de obra necessitando mais desse recurso para sustentar seu crescimento.

Espera-se que a indústria ganhe participação no valor adicionado. Essa expectativa é baseada no estudo qualitativo que leva em conta as características intrínsecas de cada setor e cujo resultado aponta para um crescimento da indústria acima da média da economia puxada pelo desempenho da extrativa mineral e pela indústria da construção civil.

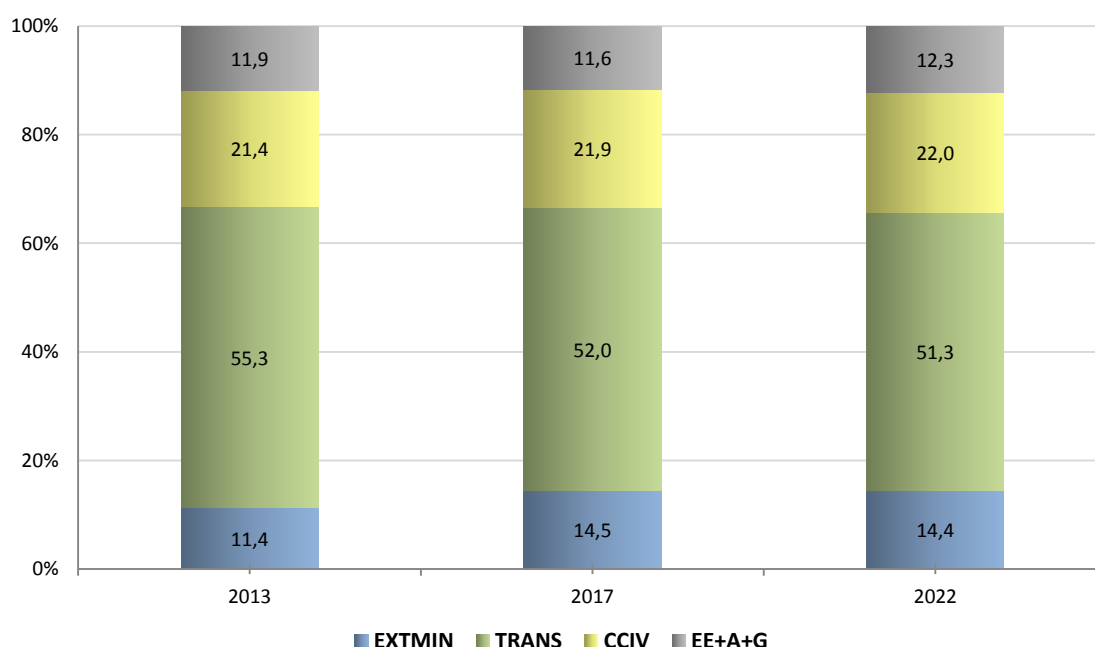
Abona esse cenário a perspectiva de um reposicionamento competitivo resultante da mitigação dos problemas estruturais elencados pela literatura especializada como determinantes do desempenho relativo mais fraco do setor nos últimos dez anos. Nesse cenário, a indústria de transformação, mais afetada pela concorrência externa, poderá competir em condições mais favoráveis, mas perdendo participação.

Também projeta-se a continuidade da recuperação dos preços das *commodities*. Sendo assim, espera-se que os setores que apresentam vantagens comparativas e que são puxados pelas demandas dos países emergentes mais dinâmicos (como celulose e extrativa mineral) apresentem taxas de crescimento mais robustas.

No caso dos setores mais ligados à dinâmica de expansão doméstica, a expectativa é que o crescimento se concentrará naqueles que estão relacionados à infraestrutura e à construção civil, refletindo a melhoria, ao longo do horizonte decenal, nas condições de crédito de longo prazo e em programas governamentais de incentivo a esses segmentos. Quanto ao crédito cabe um comentário, as recentes reduções nas taxas de juros foram fundamentais para dar mais fôlego à política de concessão de crédito do governo. O fato é que, dado o nível de endividamento, com as reduções de juros o mutuário passou a comprometer uma parcela menor da sua renda para amortização e pagamento dos juros e o resultado foi um aumento da capacidade de endividamento das empresas e famílias e, por tabela, do potencial de crescimento dos segmentos baseados no crédito.

No Gráfico 4 é resumida a evolução esperada em termos de valor adicionado dos quatro principais segmentos da indústria no horizonte decenal.

Gráfico 4 – Participação relativa do PIB industrial



Fonte: Elaboração Própria

Como mostrado no Gráfico 4, a indústria de transformação perde participação em função de uma expansão relativa mais moderada que dos outros segmentos. Esse é o setor que está mais exposto à concorrência externa e, como dito anteriormente, nesse modelo de crescimento baseado no consumo, a materialização da poupança externa na forma de bens e serviços se dá, principalmente, com a importação dos bens manufaturados. Com isso uma perda de participação é esperada nos próximos anos. A indústria de transformação cresce, mas abaixo da média da indústria.

Já a indústria extrativa mineral caracteriza-se pela produção de recursos naturais em que o Brasil apresenta uma vantagem comparativa considerável. A tendência é que o setor cresça impulsionado pela demanda externa dos países emergentes e, para isso, as empresas têm feito pesados investimentos na exploração e produção de petróleo e na mineração. Para este setor projeta-se uma taxa de crescimento acima da média da indústria que se traduzirá em aumento da participação no valor adicionado setorial em 2022.

A construção civil terá no período um crescimento vinculado à expansão da infraestrutura e aos programas habitacionais do governo, como já foi dito anteriormente. Além das obras para atender às demandas dos eventos esportivos, o setor será puxado pelo crescimento da infraestrutura associado ao estágio de desenvolvimento econômico que se pretende alcançar. Esse setor também é bastante influenciado pelas condições de crédito e será beneficiado pela inflexão recente da política monetária. Por essas razões a projeção de crescimento da construção civil foi mantida acima da média da indústria com ganho de participação do setor.

A produção e distribuição de eletricidade, de água e de gás crescem no ritmo médio da indústria como um todo e, como mostrado na Gráfico 4, manterá o mesmo nível de participação no valor adicionado da indústria.

Na Tabela 9, sintetizam-se as projeções decenais das participações relativas setoriais médias por quinquênio na economia e na indústria. Como parâmetro de comparação, inclui-se a evolução quinquenal no período de 2002 a 2011.

Tabela 9 – PIB: Participação Setorial Relativa

Setor	Histórico		Projeção	
	2002-2006	2007-2011	2013-2017	2018-2022
% Valor Adicionado	100,0	100,0	100,0	100,0
Agropecuária	5,5	5,4	5,2	5,4
Indústria	29,3	28,1	28,3	28,7
Serviços	65,2	66,5	66,4	66,0
% PIB Indústria	100,0	100,0	100,0	100,0
Extrativa Mineral	9,8	10,4	12,8	14,7
Transformação	61,0	58,6	53,7	51,4
Construção Civil	18,5	19,6	21,8	21,9
Prod. e dist. de água, eletricidade e gás	10,7	11,4	11,7	12,0

Fontes: IBGE (dados históricos) e EPE (Projeções).

Grandes Consumidores

Na Tabela 10, mostra-se o cenário de produção física dos grandes consumidores industriais de energia. Os cenários setoriais da indústria levaram em consideração os seguintes elementos:

- para os setores cuja produção pode ser vista como homogênea⁷, foram consideradas as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção de cada setor, compatíveis com os investimentos setoriais previstos, com a dinâmica dos mercados interno e externo dos respectivos produtos e com o comportamento da demanda interna em face do cenário macroeconômico adotado como referência;
- para os setores cujos produtos são mais heterogêneos⁸, considerou-se a evolução do valor adicionado setorial atrelada ao cenário macroeconômico de referência, conforme a desagregação setorial apresentada no Balanço Energético Nacional (EPE, 2012).

Para as indústrias eletrointensivas, em especial, foram realizadas avaliações específicas⁹. Esse conjunto de indústrias (alumínio – inclusive alumina e bauxita, siderurgia – aço bruto, ferroligas, pelotização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica e cimento) responde por parcela expressiva do consumo de energia, parcela esta que chega a 40% do consumo industrial no caso da energia elétrica.

Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física

Segmento	2013	2017	2022	2013-2017 (% ano)	2018-2022 (% ano)
	mil t				
Alumínio	1.489	1.582	1.659	1,2	1,0
Alumina	11.334	13.062	14.915	3,7	2,7
Bauxita	42.680	45.050	50.724	3,0	2,4
Siderurgia (aço bruto)	44.317	48.950	64.820	3,6	5,8
Pelotização	63.192	75.072	83.952	4,9	2,3
Ferroligas	1.264	1.483	1.622	5,5	1,8
Cobre	340	459	503	9,1	1,9
Soda-Cloro (soda)	1.647	1.799	1.900	2,4	1,1
Petroquímica (eteno)	3.653	3.653	4.888	0,0	6,0
Celulose	16.672	22.188	28.689	8,1	5,3
Pasta Mecânica	504	504	504	0,0	0,0
Papel	11.148	13.404	16.904	4,6	4,7
Cimento	64.790	80.250	105.437	5,4	5,6

Fonte: Elaboração EPE.

A siderurgia e o setor de papel e celulose continuam apresentando vantagens comparativas importantes. Um desempenho expressivo também pode ser esperado da produção de ferroligas que tem um resultado bastante atrelado à produção siderúrgica. O mesmo não pode ser dito da indústria de alumínio primário, cuja produção gera o maior consumo específico de energia elétrica, por tonelada produzida. De fato, os agentes setoriais têm reiterado a perda de competitividade da

⁷ São exemplos neste caso: alumínio, alumina, cobre, siderurgia, ferroligas, cimento e papel e celulose.

⁸ São exemplos neste caso: química, alimentos e bebidas, têxtil, cerâmica, outras indústrias, não-ferrosos (exclusive alumínio, alumina e cobre) e outros da metalurgia.

⁹ Essas avaliações englobaram tanto as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção desses setores quanto a projeção da produção física a eles associada e a evolução dos respectivos consumos específicos de eletricidade.

indústria de alumínio primário no país, sobretudo por conta de condições mais atrativas de aquisição de energia elétrica oferecidas por outros países. A projeção da produção de cimento está em linha com a evolução da indústria de construção civil já comentada neste capítulo.

Deve-se ressaltar que grande parte dos produtos básicos industriais e de seus produtos derivados tem ainda um consumo per capita baixo no Brasil, comparativamente aos padrões das economias desenvolvidas, apresentando, desse ponto de vista, um mercado interno com grande potencial de crescimento, dadas as premissas macroeconômicas adotadas.

A expansão esperada da produção de insumos básicos se traduzirá em aumentos significativos no consumo total de energia tanto pela representatividade dessas indústrias quanto pelo consumo específico elevado característico desses setores. Esse aumento do consumo de energia deverá ser amenizado pelo potencial de eficiência energética a ser cada vez mais explorado devido aos imperativos ambientais que se colocam. O resultado será uma queda da elasticidade-renda da demanda de energia. A Tabela 11 é mostrada a evolução esperada do consumo total de energia elétrica, por segmento industrial.

Tabela 11 – Consumo total de eletricidade

Segmento	2013	2017	2022	2013-2017 (% ano)	2018-2022 (% ano)
	GWh ⁽¹⁾				
Alumínio	21.577	22.446	23.006	0,7	0,5
Alumina	3.341	3.791	4.256	3,3	2,3
Bauxita	545	567	628	2,6	2,1
Siderurgia (aço bruto)	22.263	24.291	29.586	3,5	4,0
Pelotização	3.073	3.618	3.969	4,6	1,9
Ferroligas	10.737	13.057	14.514	6,2	2,1
Cobre	515	680	732	8,4	1,5
Soda-Cloro (soda)	4.420	4.747	4.939	2,0	0,8
Petroquímica ⁽²⁾	6.113	6.645	9.181	1,6	6,7
Celulose	16.084	20.951	26.536	7,6	4,8
Pasta Mecânica	1.091	1.075	1.058	-0,4	-0,3
Papel	8.685	10.248	12.661	4,1	4,3
Cimento	7.366	8.954	11.525	4,9	5,2
Total	105.812	121.070	142.590	3,8	3,3

Notas: (1) O consumo total de eletricidade inclui a autoprodução.

(2) Inclui consumo de eletricidade no pólo de Suape (PE).

Fonte: Elaboração EPE

Setor residencial

No setor residencial brasileiro, destacam-se os consumos de eletricidade, do gás liquefeito de petróleo (GLP) e da lenha, sendo os dois últimos destinados principalmente aos serviços de cocção de alimentos e aquecimento de água para banho.

A evolução do consumo residencial de energia resulta, basicamente, da combinação dos seguintes efeitos: o crescimento do número de domicílios, a evolução da posse e uso dos equipamentos eletrodomésticos, a potência de consumo de cada equipamento e a evolução dos índices de eficiência

energética dos mesmos. Com relação ao número de domicílios atendidos pelo serviço de energia elétrica, o cenário adotado admite sucesso pleno do Programa Luz para Todos ao longo do horizonte de análise. Nessas condições, o número de domicílios particulares permanentes com energia elétrica passará de 63 milhões em 2012 para cerca de 78 milhões de unidades em 2022.

Com relação à posse de eletrodomésticos¹⁰, apresentada na Tabela 12, considerou-se que o aumento do estoque desses equipamentos nas residências se dá em função do incremento no número de novas ligações à rede e do aumento e melhor distribuição da renda das famílias.

Tabela 12 – Posse média de equipamentos

Equipamento	2013	2017	2022
	(unidades/100 domicílios)		
Ar condicionado	23	25	29
Refrigerador	100	101	101
Congelador	18	17	15
Chuveiro elétrico ⁽¹⁾	72	70	70
Máquina de lavar roupas	66	72	79
Televisão	151	171	175
Lâmpadas ⁽²⁾	7,58	7,61	7,65

Notas: (1) Corresponde ao número de domicílios que utilizam exclusivamente o chuveiro elétrico.

(2) Número médio de lâmpadas por domicílio.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção do estoque foi realizada considerando um cenário de evolução das vendas e a sucateagem dos equipamentos, admitindo-se, como premissa geral, que, ao final de sua vida útil, haveria substituição por novos equipamentos com a mesma função, porém mais eficientes. Dessa forma, o estoque se expande e se torna cada vez mais eficiente, de acordo com a Tabela 13. O aumento do consumo médio do estoque de chuveiros elétricos, nesse caso, significa aquisição e uso de equipamentos mais potentes pelas famílias, em resposta ao aumento de renda.

Tabela 13 – Consumo médio do estoque de equipamentos

Equipamento	2013	2022	2013-2022 (% ano)
	(kWh/ano)		
Ar condicionado	445	412	-0,9
Refrigerador	341	313	-1,0
Congelador	507	450	-1,3
Lâmpadas	37	16	-9,1
Chuveiro elétrico	486	505	0,4
Máquina de lavar roupas	67	62	-0,8
Televisão	148	144	-0,3

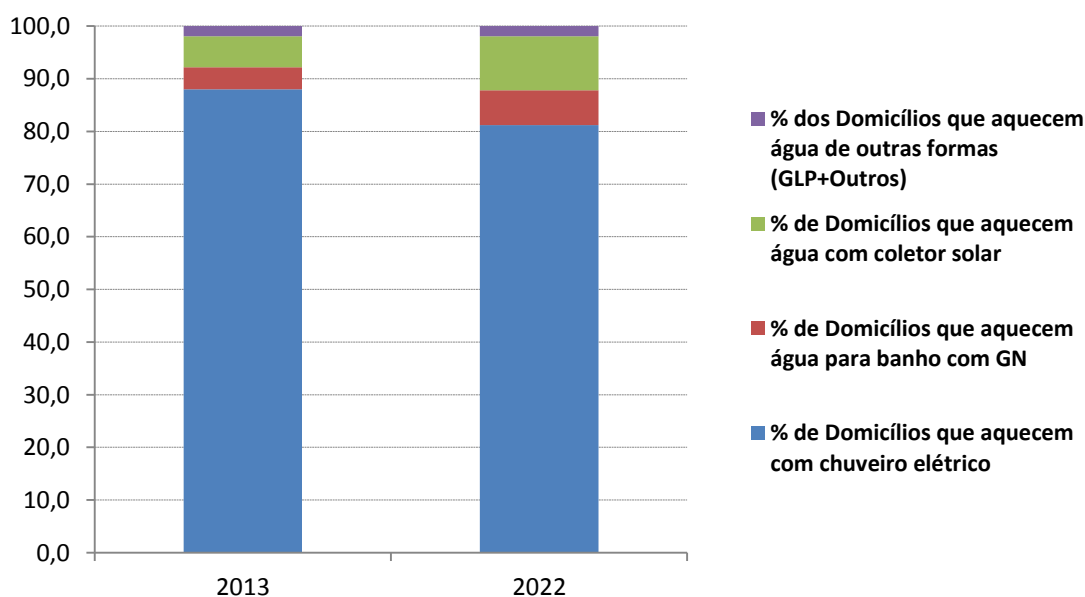
Fonte: Elaboração EPE.

Quanto à utilização de outros energéticos nos domicílios, especialmente para usos térmicos, admitiu-se que a lenha e o carvão vegetal serão parcialmente substituídos pelo GLP devido ao crescimento da renda e a melhorias na logística de distribuição.

¹⁰ Para efeito destes cálculos, foram considerados os seguintes equipamentos: televisores, refrigeradores, lâmpadas, congeladores, condicionadores de ar e chuveiros elétricos, que respondem, hoje, por mais de 80% do consumo de uma residência (Eletrobras/PROCEL, 2007).

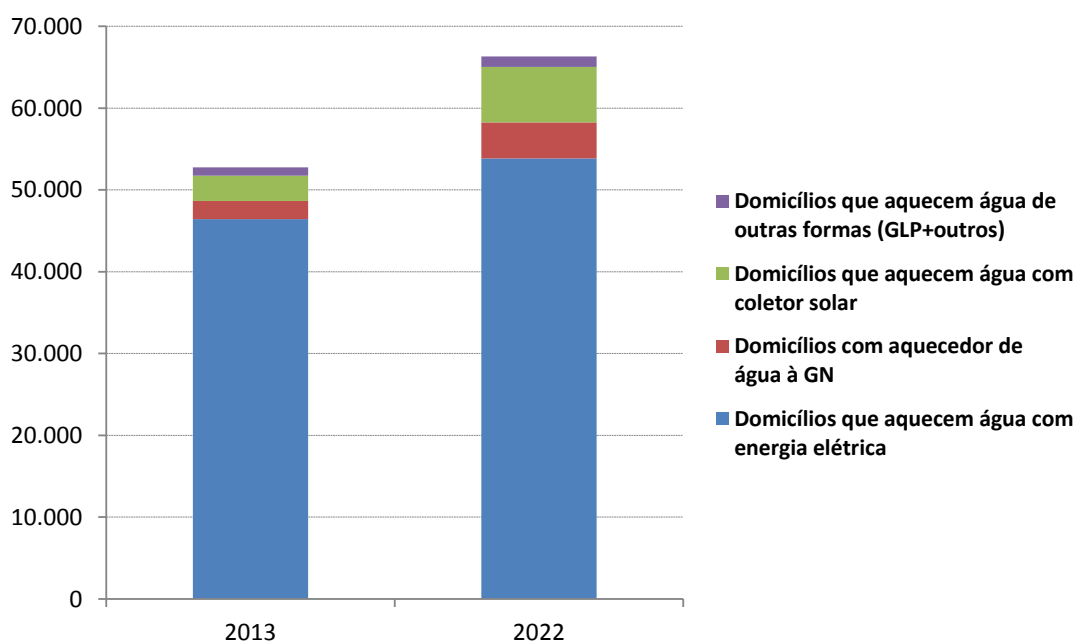
A penetração do gás natural se dará com a expansão da malha de distribuição desse energético, reduzindo a parcela do mercado de GLP. Pelo mesmo motivo, haverá uma perda da participação de chuveiros elétricos para aquecimento de água, já que parte deste mercado passará a ser atendida por aquecedores a gás natural. Conforme pode-se observar no Gráfico 5, este movimento de perda de participação da eletricidade para outras fontes, no caso do aquecimento de água, também ocorrerá pela maior penetração da energia solar para este fim. No entanto, em valores absolutos, todas as fontes crescerão com o aumento do número de domicílios no período decenal, como mostra o Gráfico 6.

Gráfico 5 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios



Nota: Os domicílios considerados como base para cálculo são os domicílios particulares permanentes que possuem energia elétrica.
Fonte: Elaboração EPE.

Gráfico 6 – Domicílios com água quente para banho



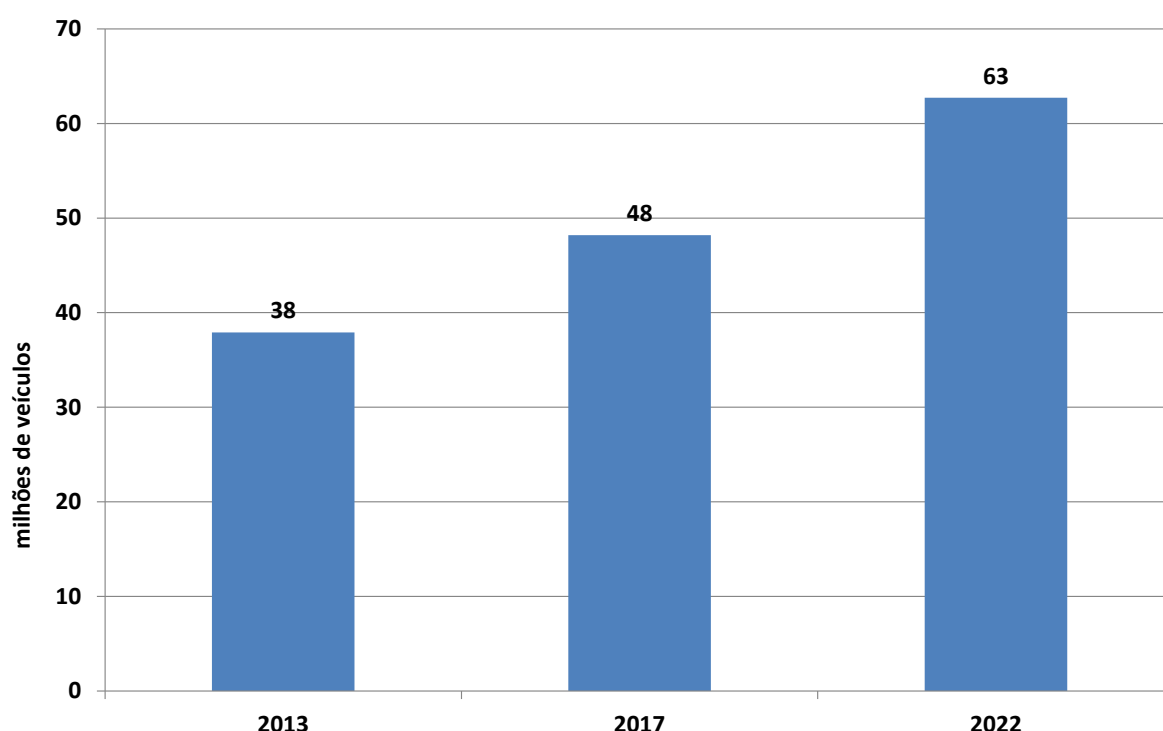
Nota: Os domicílios considerados como base para cálculo são os domicílios particulares permanentes que possuem energia elétrica.
Fonte: Elaboração EPE.

Setor de transportes

A expansão verificada na indústria automobilística brasileira nos últimos anos, apesar da crise observada pelo setor em mercados tradicionais, como o Europeu¹¹, demonstra a consolidação do país como importante *player* mundial. Ressalta-se que o Brasil figura como o 4º maior mercado em licenciamento de automóveis, atrás apenas de EUA, China e Japão (ACEA, 2012).

Ao longo do próximo decênio, o aumento da renda das famílias, conjugada à maior competitividade no mercado interno de veículos leves, proporcionará condições de oferta favoráveis ao consumidor o que contribuirá para o crescimento sustentado das vendas e da frota. A necessidade crescente de mobilidade de pessoas e mercadorias também implicará no crescimento da frota de veículos pesados (ônibus e caminhões), resultando na evolução da frota de autoveículos que pode ser observada no Gráfico 7.

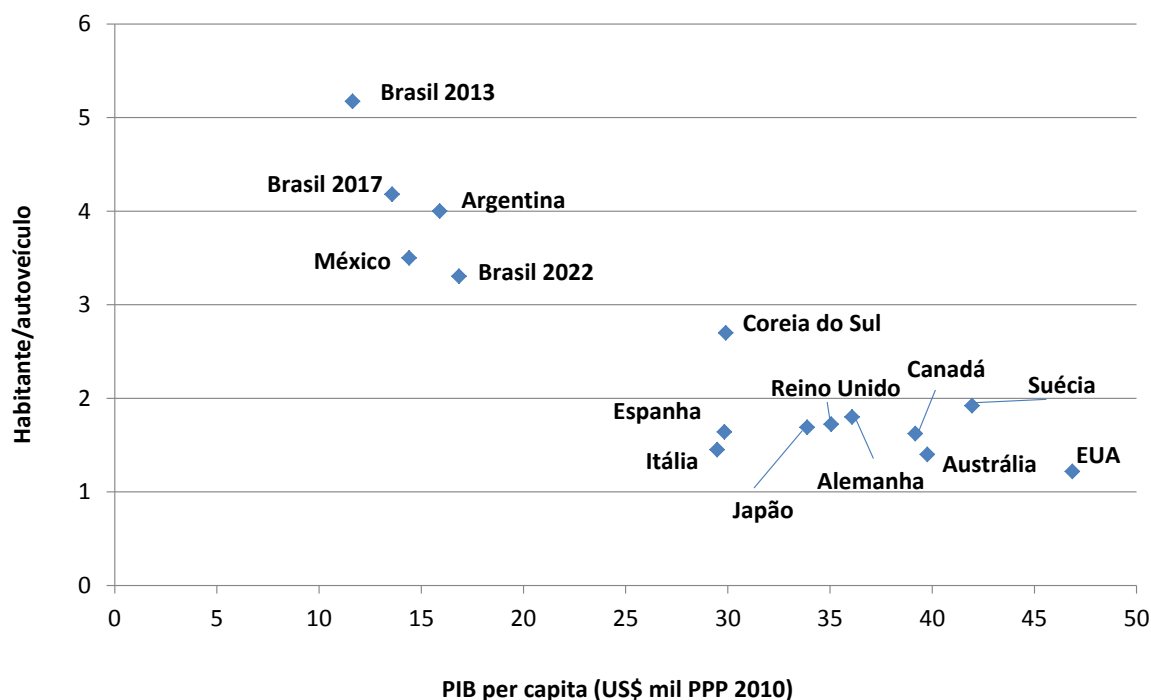
Gráfico 7 – Evolução da frota total de autoveículos



Fonte: Elaboração EPE

A fim de contextualizar tal expansão, é comum utilizar-se como parâmetro de comparação o indicador “habitantes por veículo”, associado a um respectivo patamar de renda per capita. Como mostra o Gráfico 8, a evolução da frota total no Brasil projetada no cenário de referência é compatível com a relação média existente entre patamar de PIB per capita (medida em US\$ PPP de 2010) e o indicador habitantes por autoveículo.

¹¹ O licenciamento de automóveis na União Europeia, que representa 20% do licenciamento mundial, vem registrando retração desde 2008. Em 2011, o licenciamento de automóveis na região registrou retração de 1,7% - total de 13,1 milhões de unidades (ACEA, 2012).

Gráfico 8 – Relação habitante por autoveículo e PIB per capita

Fontes: ANFAVEA, FMI (Dados históricos de 2010) e EPE (Projeções Brasil)

No transporte de passageiros, a atividade (passageiro-km) do modal rodoviário permanece preponderante, com a participação do transporte coletivo em torno de 40% até 2022. A participação do transporte individual apresenta ligeiro declínio (de 53% em 2013 para 51%), no mesmo horizonte, apesar do aumento de frota e da continuidade do uso (efeito-renda) dos veículos leves. Esse declínio é resultado do aumento da participação de outros modais, como o aeroviário (de 6% em 2013 para 7%), que terá seu uso intensificado nas classes de renda intermediária da população.

A distribuição da atividade (toneladas-km) no transporte de cargas também continua concentrada no modal rodoviário até 2022. No entanto, este modal perde participação (de 56% em 2013 para 47%) para os modais ferroviário (23% em 2013 para 25%) e aquaviário (21% em 2013 para 28%). O crescimento expressivo do modal aquaviário é motivado pela atividade adicional de cabotagem de petróleo e derivados, devido à distância dos campos de petróleo (inclusive do pré-sal) até as novas refinarias do Nordeste. Isso gera uma crescente necessidade de deslocamento da matéria-prima (petróleo), além do efeito de menor escala relativo ao aumento da movimentação dos derivados até o centro consumidor.

II – DEMANDA DE ENERGIA

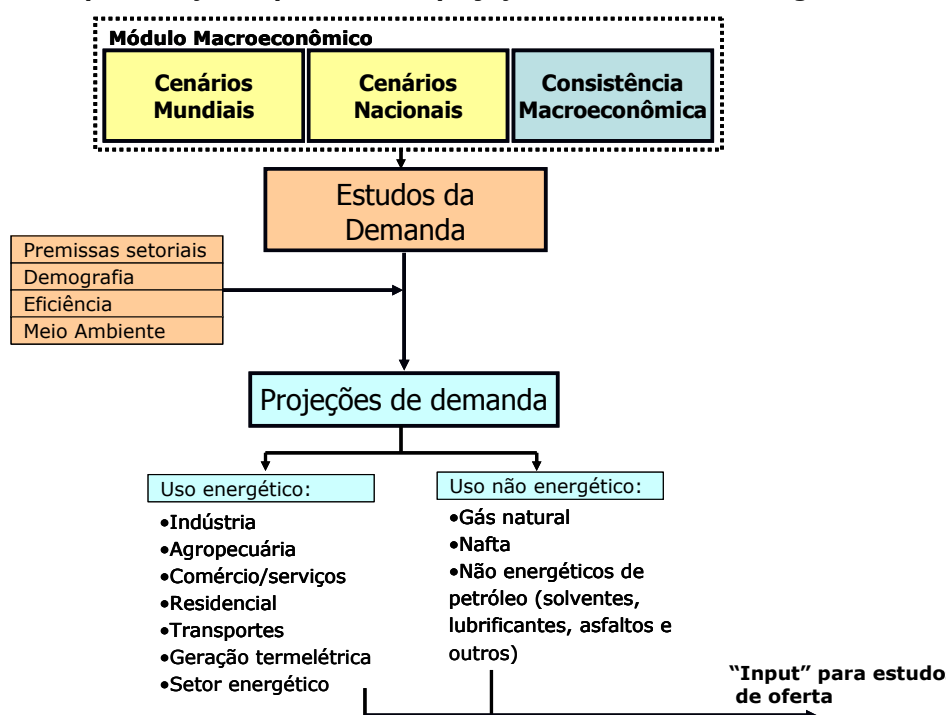
Neste capítulo, é apresentada a síntese do procedimento metodológico utilizado na projeção da demanda de energia, bem como os resultados obtidos para o consumo final energético, consolidados por tipo de fonte e por setor de consumo.

Relativamente ao PDE anterior, foram revisadas algumas premissas, destacando-se uma diferença significativa no cenário de expansão dos segmentos industriais eletrointensivos, nomeadamente no caso das indústrias de siderurgia, pelletização, petroquímica e cimento, assim como a antecipação da Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus, integrando o sistema Amapá, da margem esquerda do Amazonas no Pará e da região de Manaus ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de julho de 2013 para junho de 2013 e adiando a interligação do sistema Boavista de outubro de 2014 para fevereiro de 2015. Há ainda premissas específicas, referentes à eficiência energética.

O processo de previsão da demanda de energia compreendeu as seguintes etapas:

- (a) Diagnóstico do ano base das projeções, tendo como referência os dados de oferta e demanda de energia do Balanço Energético Nacional 2012 – ano base 2011 (EPE, 2012) e de suas relações com o contexto macroeconômico;
- (b) Avaliação do impacto do cenário macroeconômico sobre o nível de atividade dos setores agropecuário, industrial e de serviços, assim como sobre o perfil de consumo das famílias;
- (c) Avaliação do impacto das premissas setoriais sobre o consumo industrial de energia, com a participação das entidades de classe no apoio à formulação dos cenários setoriais;
- (d) Elaboração da projeção da demanda de energia setorial por tipo de fonte;
- (e) Análise de consistência e consolidação da demanda de energia, e
- (f) Elaboração da projeção da matriz energética brasileira, relacionando os principais setores de consumo com as demandas de cada uma das fontes energéticas.

A Figura 2 exibe o esquema que representa a relação entre as etapas do processo de projeção da demanda de energia.

Figura 2 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia do PDE 2022

A metodologia utilizada permite obter a demanda setorial de energia por fonte energética em âmbito nacional. Energéticos como a eletricidade, o gás natural e alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível e o óleo diesel, requerem nível mais detalhado quanto à localização das respectivas demandas, por conta de implicações na logística associada de suprimento. Nesses casos, procede-se à regionalização das projeções, de modo a subsidiar tais análises específicas.

1. Projeção Consolidada do Consumo Final por Fonte

A projeção consolidada do consumo final energético para o horizonte de 2022 é apresentada na Tabela 14. Considerando o cenário econômico adotado como referência, essa projeção resulta em uma elasticidade-renda do consumo de energia de 0,95 (média para o horizonte decenal), que segue trajetória descendente. Já a intensidade energética, mantém-se em torno de 0,061 tep/10³ R\$ [2010] entre 2013 e 2017, e cai para 0,058 tep/10³ R\$ [2010] no final do horizonte em estudo.

Tabela 14 – Economia e consumo final energético

Discriminação	2013	2017	2022	2013-2017	2018-2022	2013-2022
				Variação (% a.a.)		
PIB (R\$ bilhões de 2010)	4.129	4.950	6.314	4,5	5,0	4,8
População Residente (10 ³ habitantes)	196.144	201.521	207.216	0,7	0,6	0,6
PIB per capita (R\$ [2010]/hab/ano)	21.052	24.561	30.473	3,8	4,4	4,1
Consumo de Eletricidade (TWh)	520,0	625,8	785,1	4,7	4,6	4,7
Consumo Final Energético (10 ³ tep)	250.972	301.862	368.232	4,9	4,1	4,5
Consumo Final de Energia ⁽¹⁾ per capita (tep/hab/ano)	1,28	1,50	1,78	4,2	3,5	3,8
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,061	0,061	0,058	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ²	-	-	-	1,05	0,93	0,99
Elasticidade-renda do consumo de energia ²	-	-	-	1,09	0,81	0,95

Notas: (1) Os valores de consumo final incluem o consumo do setor energético.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média no período indicado.

Fonte: EPE

O valor da elasticidade-renda do consumo final energético obtido para o período 2018-2022 foi de 0,81, inferior ao valor do primeiro quinquênio (1,09), refletindo a premissa de eficiência energética crescente ao longo do horizonte decenal. Comportamento semelhante ocorre quando analisada a elasticidade-renda do consumo de eletricidade, que passa de 1,05 para 0,93, quando calculada para os mesmos períodos. No horizonte decenal, a elasticidade do consumo de eletricidade e do consumo de energia são próximas de 1, sendo a elasticidade do consumo de energia elétrica ligeiramente superior.

Alguns aspectos relativos ao cenário adotado neste PDE merecem ser ressaltados, devido aos altos impactos consequentes no consumo de energia do País:

- A expansão da cadeia de alumínio se dará preponderantemente para produção de bauxita e de alumina para exportação. Assim, nesta cadeia, fontes de energia como o óleo combustível e o gás natural ganham participação em relação à eletricidade¹². Como consequência, o consumo de eletricidade devido à produção de alumínio primário manteve-se no mesmo patamar obtido no PDE anterior¹³ para o ano 2021.
- No caso da indústria de soda-cloro, acredita-se que haverá pequena expansão da capacidade instalada ao longo do horizonte decenal, ao contrário do que havia sido considerado no PDE

¹² Em termos gerais, a eletricidade representa 18% do consumo total de energia na produção de alumina e mais de 95% no caso da produção de alumínio primário.

¹³ Agentes do setor, representados pela Associação Brasileira do Alumínio (ABAL), vêm reiterando que a indústria de alumínio primário no Brasil vive momentos difíceis em termos de sua competitividade no mercado internacional, sendo o custo da energia elétrica adquirida o principal fator que, segundo a ABAL, compromete essa competitividade. Assim, dada a falta de competitividade salientada pela ABAL, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado, da mesma forma como havia sido considerado no PDE 2021.

2021, o que, no final do período, contribuiu para uma expansão do consumo de eletricidade da ordem de 60 MW médios¹⁴.

- O consumo do setor energético (plataformas de petróleo e demais centros de transformação, incluindo destilarias de álcool) deve crescer significativamente no horizonte decenal. O consumo de eletricidade foi acrescido de um montante em torno de 1.900 MW médios.

A Tabela 15 apresenta a projeção do consumo final energético brasileiro desagregado por fonte. Em relação ao PDE anterior, apesar da revisão para baixo na produção absoluta de etanol, ainda destaca-se a expansão do consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) neste horizonte, cuja participação se eleva de 5,5% em 2013 para 7,6% em 2022. Os biocombustíveis¹⁵ incrementam sua participação no decênio, passando de 28,8% para 29,4%, por conta particularmente do desempenho do etanol, que aumenta a sua participação em 2,1% no período decenal. A expansão da siderurgia brasileira, inferior à prevista no PDE anterior, faz com que a participação do carvão mineral (incluindo coque) na matriz energética do País caia de 5,6% para 4,8% no primeiro quinquênio, pois a expansão da produção física se dá praticamente através de plantas com aciaria elétrica, intensivas em eletricidade, enquanto no segundo quinquênio esta participação volte praticamente para o nível inicial, dada a entrada mais expressiva de plantas siderúrgicas a coque.

Com relação aos derivados de petróleo, continua se observando queda expressiva de participação no consumo final energético nacional, de 40,8%, em 2013, para 38,3%, em 2022. A principal razão para isso, embora em menor escala, do que no PDE anterior, continua a ser a penetração do etanol, em detrimento da gasolina, cuja parcela no consumo final energético brasileiro reduz-se de 10,4% para 9,0%. No PDE anterior estes valores eram de 9,4% e 6,1%, respectivamente, nos anos de 2012 e 2021. O GLP diminui a sua importância neste período, passando de 3,3% para 2,8% na participação do consumo final energético. E o óleo diesel (mineral) registra ligeira queda de participação no decênio, passando de 18,5% para 18,2%.

Como resultado da revisão do consumo de eletricidade no setor energético, devido a autoprodução, conforme explicado anteriormente, a participação deste energético na matriz sobe de 17,8% para 18,3%, quando no PDE anterior a eletricidade perdia participação. Já em relação ao gás natural, se verifica um substantivo aumento do consumo final energético ao longo do horizonte decenal, levando a uma elevação da participação deste energético, que passa de 7,0% para 8,4% do consumo final energético em 2022. Considerando o uso não energético do gás natural (fertilizantes e refinarias) e o uso para geração de eletricidade, a expansão é ainda mais significativa.

¹⁴ Segundo a ABICLOR, não há informações sobre intenções de investimentos no setor. Entretanto, foi considerada expansão adicional de capacidade instalada de soda-cloro no País por conta da dificuldade existente na importação de cloro, produto fundamental para a expansão da infraestrutura brasileira em um cenário de significativo desenvolvimento econômico.

¹⁵ Incluem o bagaço de cana, a lixívia, a lenha e o carvão vegetal, entre outros.

Tabela 15 – Consumo final energético e participação por fonte

Discriminação	2013		2017		2022		2013-2017	2018-2022	2013-2022
	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	Variação (% a.a.)		
Gás natural	17.482	7,0	24.297	8,0	31.081	8,4	7,9	5,0	6,5
Carvão mineral e coque	14.154	5,6	14.553	4,8	20.184	5,5	1,6	6,8	4,1
Lenha	15.018	6,0	16.293	5,4	17.979	4,9	2,0	2,0	2,0
Carvão vegetal	5.713	2,3	7.037	2,3	6.719	1,8	6,8	-0,9	2,8
Bagaço de cana	30.007	12,0	37.720	12,5	43.438	11,8	6,8	2,9	4,8
Elettricidade	44.721	17,8	53.820	17,8	67.518	18,3	4,7	4,6	4,7
Etanol	11.432	4,6	19.750	6,5	24.408	6,6	14,5	4,3	9,3
Biodiesel	2.426	1,0	2.913	1,0	3.567	1,0	4,8	4,1	4,5
Outros	7.646	3,0	9.357	3,1	12.168	3,3	4,7	5,4	5,0
Derivados de petróleo	102.372	40,8	116.123	38,5	141.170	38,3	3,5	4,0	3,8
Óleo diesel	46.486	18,5	55.852	18,5	66.975	18,2	4,8	3,7	4,3
Óleo combustível	4.738	1,9	5.480	1,8	6.430	1,7	3,8	3,2	3,5
Gasolina	26.222	10,4	26.883	8,9	33.290	9,0	1,9	4,4	3,1
GLP	8.377	3,3	9.167	3,0	10.168	2,8	2,3	2,1	2,2
Querosene	3.899	1,6	4.726	1,6	6.150	1,7	4,8	5,4	5,1
Outros derivados de petróleo	12.650	5,0	14.016	4,6	18.157	4,9	2,2	5,3	3,8
Consumo final energético	250.972	100,0	301.862	100,0	368.232	100,0	4,9	4,1	4,5

Fonte: EPE

2. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de forma desagregada por subsistema elétrico e por classe de consumo¹⁶, a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução¹⁷ e de eficiência energética¹⁸. A metodologia utilizada, tanto nas projeções do consumo quanto nas da carga de energia¹⁹, está descrita em maior detalhe em nota técnica específica²⁰ (EPE, 2012). As premissas econômicas e demográficas adotadas no PDE 2022 e a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica resultaram em crescimento continuado do consumo per capita de eletricidade, que registra expansão em torno de 49% no período decenal, concomitantemente a certa estabilidade da intensidade elétrica da economia.

2.1 Projeção do consumo

A Tabela 16 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo autoprodução) e os valores médios quinquenais da elasticidade-renda resultante, assim como os valores pontuais da intensidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB.

Ao contrário do PDE anterior, a elasticidade-renda média do consumo de eletricidade, no período decenal, é ligeiramente inferior à unidade (0,99). Já a intensidade elétrica da economia mantém-se praticamente estabilizada ao longo do período em estudo.

Importante frisar ainda que considera-se nas projeções de consumo e de carga de energia a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

¹⁶ Residencial, comercial, industrial e outras classes (que englobam, Poder público, iluminação pública, rural e consumo próprio).

¹⁷ O termo autoprodução se refere à geração de energia elétrica de um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo, ou seja, para o autossuprimento de eletricidade, não utilizando, portanto, a rede elétrica de distribuição ou transmissão.

¹⁸ A contribuição da eficiência energética na redução da demanda de eletricidade é estimada levando em consideração dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do MME, assim como os estudos específicos realizados pelo PROCEL e pela CNI (CNI, 2010), entre outros.

¹⁹ Carga de energia é a solicitação total ao sistema gerador. Isto é, além do consumo final, que corresponde à maior parcela da carga, são consideradas também as perdas no sistema elétrico. Como o consumo final é estimado com base no faturamento das concessionárias, as perdas ditas comerciais (energia consumida e não faturada) são incorporadas às perdas totais do sistema. De uma forma simplificada, pode-se dizer que as perdas são a diferença entre a carga e o consumo final de energia.

²⁰ Nota Técnica EPE: “Projeções da Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2013-2022)”. Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf.

Tabela 16 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo ⁽¹⁾ (TWh)	PIB (R\$ bilhões de 2010)	Intensidade (kWh/R\$[2010])
2013	520,0	4.129	0,126
2017	625,8	4.950	0,126
2022	785,1	6.314	0,124
Período	Variação (% a.a.)	Variação (% a.a.)	Elasticidade
2013-2017	4,7	4,5	1,05
2018-2022	4,6	5,0	0,93
2013-2022	4,7	4,8	0,99

Nota.: (1) Inclusive autoprodução.

A Tabela 17 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) desagregada por classe de consumo. Do início de 2013 ao fim de 2022, a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,1% ao ano, atingindo 672 TWh, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial. A indústria reduz a sua participação no consumo de energia na rede, apresentando taxa de crescimento pouco inferior à média.

Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por classe

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
GWh					
2013	121.890	190.914	83.230	70.527	466.561
2017	145.528	219.556	104.387	81.335	550.806
2022	178.659	257.397	138.979	96.974	672.008
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2017	4,5	3,6	5,8	3,7	4,2
2018-2022	4,2	3,2	5,9	3,6	4,1
2013-2022	4,3	3,4	5,8	3,6	4,1

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Fonte: EPE

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico (Tabela 18) revela maior crescimento no subsistema Norte, atribuído ao efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, sobretudo, da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, além do sistema Boavista²¹.

²¹ Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 3,6% ao ano.

Tabela 18 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
	GWh						
2013	33.576	66.664	280.626	80.411	461.276	5.284	466.561
2017	44.498	79.904	330.850	93.545	548.797	2.009	550.806
2022	53.819	100.115	402.373	113.156	669.463	2.545	672.008
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2017	8,6	4,6	4,2	3,8	4,5	-23,7	4,2
2018-2022	3,9	4,6	4,0	3,9	4,1	4,8	4,1
2013-2022	6,2	4,6	4,1	3,8	4,3	-10,6	4,1

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

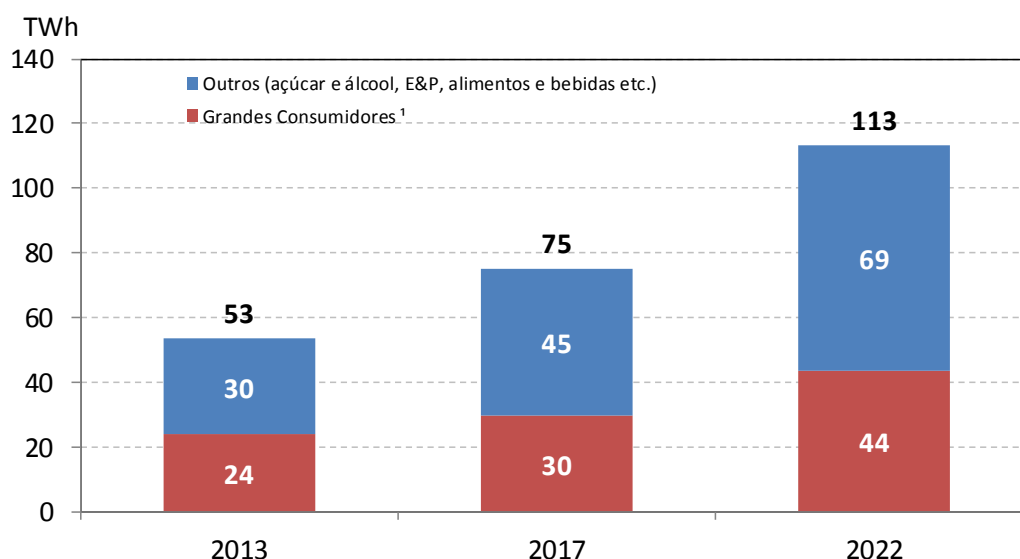
Fonte: EPE

Importa destacar aqui a relevância, para a projeção do consumo de energia elétrica na rede, das premissas de autoprodução, uma vez que se trata de parcela do consumo total de eletricidade que não demandará investimento para a expansão do parque de geração e de transmissão do sistema elétrico brasileiro. A projeção da autoprodução parte de informações existentes sobre novos empreendimentos previstos no horizonte decenal e também de premissas gerais sobre as potencialidades de sua expansão, em especial a cogeração.

Nesse processo, são básicas as perspectivas de expansão da capacidade instalada dos segmentos industriais. Por exemplo, no caso da indústria de celulose, a expansão de capacidade deverá ser integralmente atendida por cogeração. No setor siderúrgico, levou-se em consideração a expansão da capacidade instalada por tipo de rota tecnológica, cada uma possuindo características específicas de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. O potencial de cogeração de cada rota tecnológica foi avaliado com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro. No caso da indústria petroquímica, considerou-se que o COMPERJ, localizado em Itaboraí, Rio de Janeiro, deverá ser integralmente atendido por autoprodução.

A principal diferença, relativamente ao PDE anterior, no que se refere às premissas de autoprodução, concentra-se no setor energético, nomeadamente nos segmentos de produção de etanol e de exploração e produção de petróleo e gás natural. A autoprodução de energia elétrica nestas indústrias deverá apresentar expansão significativa no horizonte decenal. Inclusive, estima-se que a extração de petróleo da camada pré-sal demandará patamares mais elevados de geração elétrica nas plataformas *offshore*, comparativamente ao perfil das plataformas de produção atuais.

Com base nessas premissas, a projeção da autoprodução de energia elétrica, para o horizonte de dez anos, mostra uma expansão de 8,8% ao ano, atingindo 113 TWh em 2022 (Gráfico 9). Neste horizonte, o setor energético aumenta significativamente a sua participação no total da autoprodução de eletricidade.

Gráfico 9 – Autoprodução de energia elétrica

Nota: (1) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.
Fonte: EPE

2.2 Projeção da carga

A carga de energia do SIN representa o requisito total de geração de eletricidade para o atendimento do mercado (consumo + perdas totais). Como tal, é importante indicador tanto para o dimensionamento do parque nacional de geração e do sistema de transmissão associado, quanto para a operação otimizada do sistema elétrico interligado.

A projeção das perdas para o período em estudo baseou-se nos valores históricos e na hipótese de que os programas de combate às perdas comerciais (furto, fraude etc.) das concessionárias de distribuição contribuirão para a redução gradual dessas perdas ao longo do horizonte. No curto prazo, o alto nível de perdas dos sistemas isolados poderá causar aumento transitório do índice do subsistema interligado Norte, ao qual o sistema Tucuruí-Macapá-Manaus e o sistema Boavista se interligam em junho de 2013 e fevereiro de 2015, respectivamente. A Tabela 19 apresenta a evolução do índice de perdas considerado em cada subsistema. Há uma redução do nível de perdas do SIN, passando de 17,3% em 2013 para 16,0% em 2022.

Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	Perdas (%)				
2013	22,3	19,1	17,3	13,5	17,3
2017	20,7	18,4	16,8	13,0	16,7
2022	19,3	17,6	16,2	12,3	16,0

Fonte: EPE

Nessas condições, a projeção da carga de energia do SIN é a apresentada na Tabela 19. A carga de energia cresce à taxa média de 4,2% ao ano, passando de 63.688 MW médios em 2013, para 91.003 MW médios em 2022. Ressalta-se que são previstos importantes acréscimos em 2013 (3.294

MWmédios) e em 2014 (3.294 MWmédios), potencializados pelas já referidas interligações de sistemas isolados.

Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2013	4.935	9.402	38.740	10.612	63.688
2017	6.407	11.180	45.394	12.268	75.248
2022	7.613	13.870	54.796	14.724	91.003
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2017	9,2	4,5	4,2	3,7	4,5
2018-2022	3,5	4,4	3,8	3,7	3,9
2013-2022	6,3	4,4	4,0	3,7	4,2

Fonte: EPE

A projeção da carga de demanda²², desagregada por subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de carga²³, chegando-se, por composição, à carga do SIN. Como as demandas máximas dos subsistemas não são simultâneas, a demanda máxima resultante da agregação dos subsistemas em um único sistema é geralmente inferior à soma das demandas máximas individuais. Para obter a demanda agregada dos sistemas interligados, utilizaram-se fatores de diversidade, que incorporam o efeito da não simultaneidade da ponta (demanda máxima) dos diferentes subsistemas. As projeções da carga de demanda obtidas dessa forma são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
	MW						
2013	6.513	12.058	52.213	16.563	18.128	67.322	84.462
2017	7.852	14.365	60.770	18.773	21.676	77.868	98.410
2022	9.359	17.822	73.365	22.532	26.510	93.882	119.029
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2017	8,7	5,1	4,6	4,5	6,2	4,4	4,8
2018-2022	3,6	4,5	3,9	3,7	4,2	3,9	3,9
2013-2022	6,1	4,8	4,3	4,1	5,2	4,2	4,4

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Fonte: EPE

Ressalta-se que, assim como no PDE 2021, utilizou-se a demanda máxima independente do horário de sua ocorrência, enquanto que anteriormente era usado o conceito de demanda máxima no chamado “horário de ponta” do SIN. É fato que, nos últimos anos, a demanda máxima em alguns dos subsistemas, nomeadamente no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, vem ocorrendo fora do “horário de ponta” convencionalmente definido.

²² Em linhas gerais, carga de demanda é a solicitação do sistema gerador nos horários de maior consumo. Aqui, o conceito de carga de demanda considerado é o da demanda máxima instantânea coincidente, habitualmente expressa em MW.

²³ Relação entre a carga média de energia e a carga nos horários de maior consumo.

Por sua vez, as estatísticas de demanda máxima ainda não contemplam parcela importante da geração de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS. Encontram-se neste caso, por exemplo, usinas a biomassa, usinas eólicas e pequenas centrais hidroelétricas (PCHs). No entanto, a correspondente parcela de energia já está integralmente contemplada nas estatísticas da carga de energia, por exemplo, na energia média mensal ou anual do SIN e dos respectivos subsistemas. No sentido de atenuar este problema, admitiu-se, em primeira aproximação, que o bloco de tais usinas não despachadas tivesse uma curva de geração aproximadamente flat (geração constante ao longo do tempo, inclusive na ponta). Assim, adicionou-se à demanda máxima mensal uma parcela igual à carga de energia (energia média) mensal dessas usinas não despachadas.

Ressalta-se que, até alguns anos atrás, a representatividade desse tipo de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS era relativamente pouco significativa no contexto global do parque elétrico nacional. Contudo, principalmente ao longo dos últimos anos, vem se intensificando a participação desse tipo de usinas que injetam energia na rede do SIN. Isso motivou o ONS a incorporar, a partir do ano de 2007, a parcela da energia resultante da geração dessas usinas nas estatísticas da carga de energia do SIN e dos respectivos subsistemas interligados.

Os ajustes mencionados, relativos ao conceito de demanda máxima, os quais vêm sendo progressivamente incorporados aos estudos da EPE e do ONS, implicam aumento dos valores dessa demanda, no sentido de aproximá-los cada vez mais do “valor real” desse indicador. Esse fato se reflete tanto nos valores históricos da demanda máxima quanto nas respectivas previsões.

Em face do exposto, a EPE e o ONS, cientes da importância das estatísticas relativas à demanda máxima (ponta) do SIN e dos respectivos subsistemas, vêm envidando esforços, com o apoio da CCEE, no sentido de obter as curvas de geração - geração horária ou geração “instantânea” - das usinas não despachadas centralizadamente, visando estimar com maior precisão a respectiva contribuição para a ponta do SIN e respectivos subsistemas.

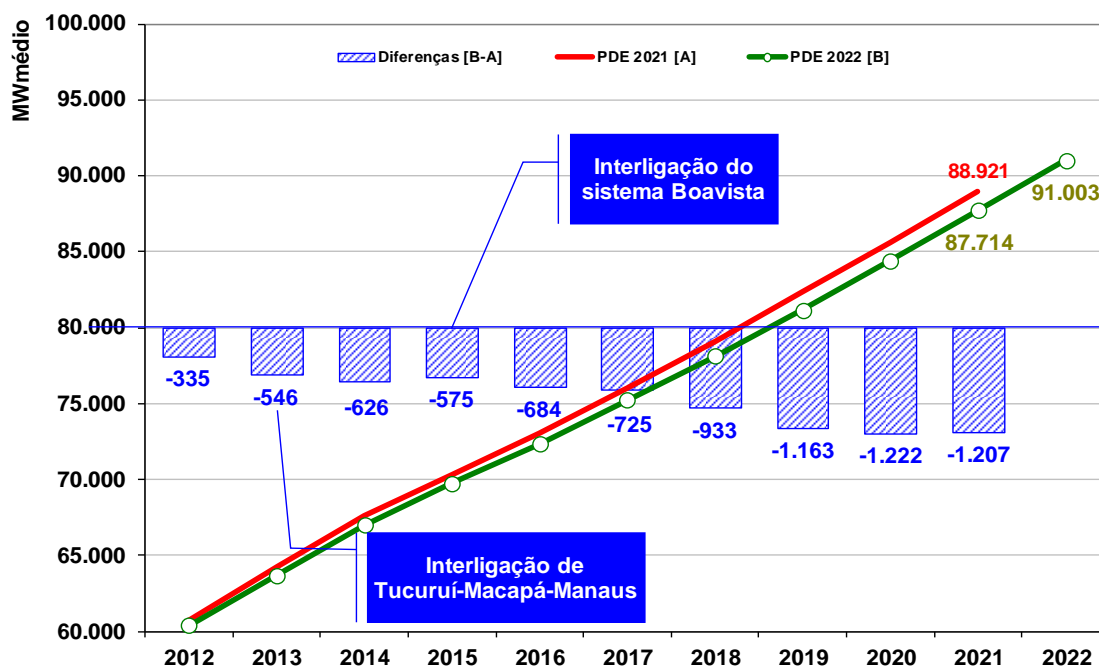
2.3 Comparação entre as projeções do PDE 2022 e do PDE 2021

A carga de energia do SIN verificada em 2012 é 335 MW médios inferior à previsão do PDE 2021, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial.

A comparação da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE anterior está ilustrada no Gráfico 10. A antecipação da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para junho de 2013, pouco influenciou na diferença existente no ano de 2021. Já a postergação da interligação do sistema Boavista, prevista para fevereiro de 2015, contribuiu para um valor da carga de energia no SIN inferior em 626 MW médios, no ano de 2014, relativamente ao PDE 2022.

À semelhança do que já havia ocorrido no PDE 2021 comparativamente ao PDE 2020, o cenário atual de expansão da indústria eletrointensiva, relativamente ao PDE 2021, sofreu nova redução, principalmente nos segmentos de siderurgia e ferroligas, mas também, embora em menor escala, no segmento de alumínio primário.

Gráfico 10 – Carga de energia no SIN: PDE 2022 x PDE 2021



Nota: LT Tucuruí-Macapá-Manaus em operação a partir de julho de 2013 (PDE 2021) e a partir de junho de 2013 (PDE 2022). Adicionalmente, também se considera no PDE 2022 a interligação do sistema Boavista ao subsistema Norte a partir de fevereiro de 2015, contra outubro de 2014 no PDE 2021.

Fonte: EPE

3. Gás Natural

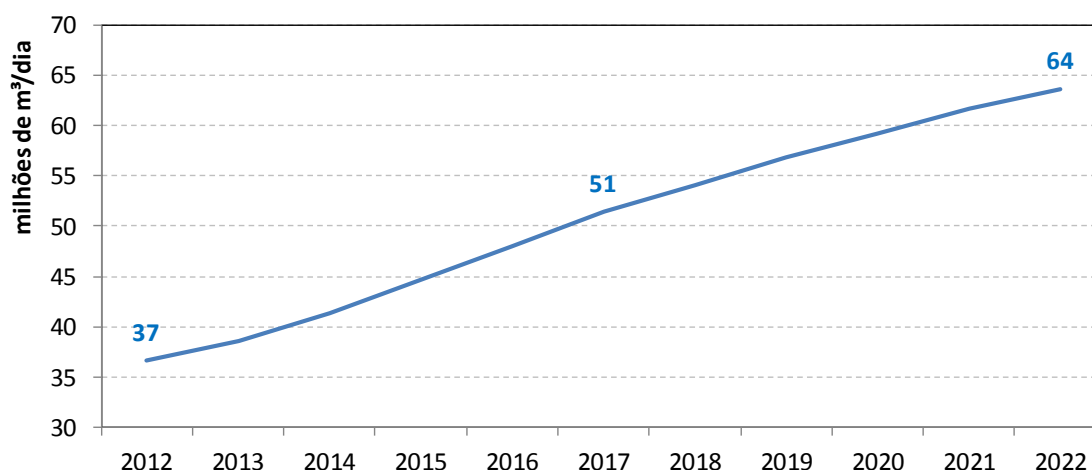
A projeção da demanda de gás natural resulta de análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e aos consumidores industriais de gás natural. Essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural.

Um aspecto fundamental na avaliação da penetração do gás natural na indústria consiste na competição direta deste com o óleo combustível. Assim, para efeito de projeção, são fundamentais as hipóteses sobre os preços relativos desses energéticos. O cenário adotado confere ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível. Há ainda outros elementos a serem levados em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, que é o caso da fabricação de vidro e de determinados tipos de cerâmica, assim como no segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fim energético quanto como matéria-prima.

Nessas condições, no atual PDE, foi elaborada a projeção do consumo final energético de gás natural (exclusive setor energético) que se apresenta no Gráfico 11 e é regionalizada na Tabela 22. Em 2022,

estima-se que o consumo final energético de gás natural alcance o patamar de 64 milhões de m³ por dia²⁴.

Gráfico 11 – Consumo final energético de gás natural



Nota: Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: Elaboração EPE

Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m³/dia						
2013	121	6.849	3.860	27.262	453	38.544
2017	303	10.334	6.231	33.681	919	51.469
2022	553	13.427	7.820	40.050	1.836	63.686
Variação (mil m³/dia)						
2013-2022	509	6.996	4.167	13.765	1.562	26.998
Variação (% a.a.)						
2013-2017	46,5	10,0	11,3	5,1	27,4	7,0
2018-2022	12,8	5,4	4,6	3,5	14,8	4,4
2013-2022	28,6	7,6	7,9	4,3	20,9	5,7

Nota: Inclui o consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

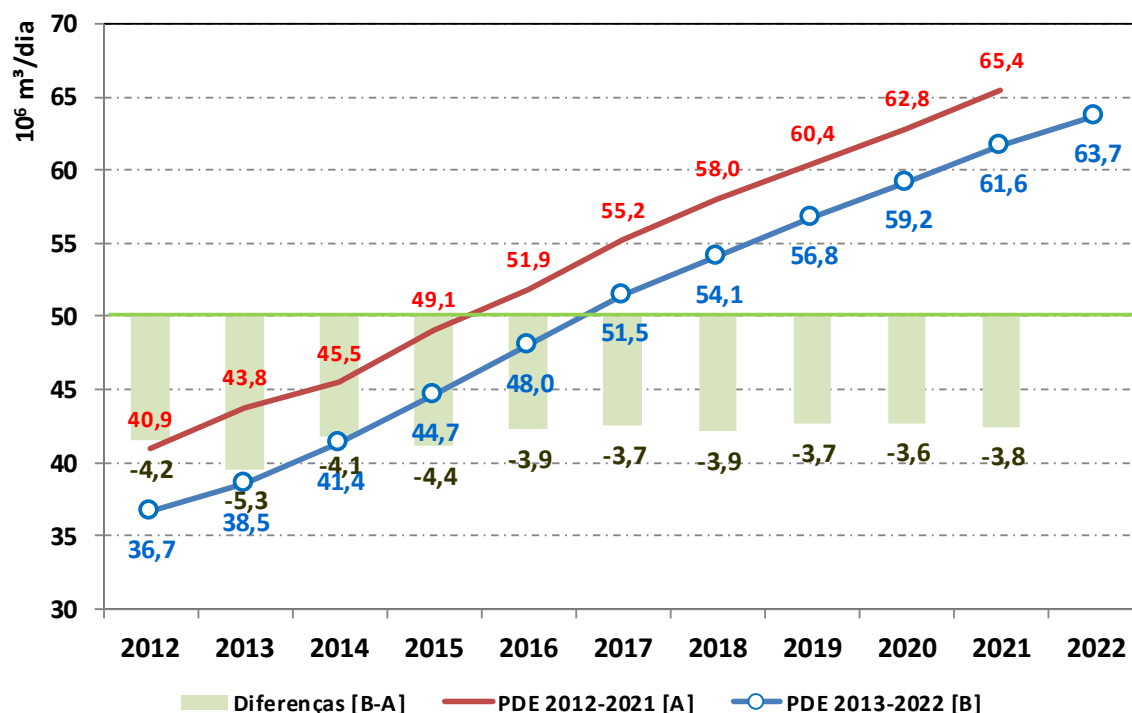
Este mercado de gás natural para consumo final poderia ser ainda maior a depender do grau de competitividade do gás natural em relação aos seus substitutos, da priorização de seu uso (geração termelétrica ou uso na indústria, por exemplo), da redução da restrição de infraestrutura e da disponibilidade firme do energético. Assim, estima-se que a demanda potencial máxima poderia atingir valor de 69 milhões de m³/dia em 2022²⁵.

O Gráfico 12 mostra a comparação das projeções do consumo final energético de gás natural deste PDE 2022 com as do precedente.

²⁴ Excluindo-se o consumo referente ao setor energético. A diferença deste valor com aquele apresentado no Gráfico 11 se deve ao fato de aquele não incluir o consumo não-energético em plantas de fertilizante.

²⁵ Inclui setores residencial, comercial, público, agropecuário, transportes e industrial. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras, consumo termelétrico e consumo energético em plantas de fertilizantes.

Gráfico 12 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2022 x PDE 2021



Nota: Inclui consumo nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, como matéria-prima, cogeração, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Fonte: EPE

Nota-se que, no PDE atual, o consumo final energético de gás natural se expande menos, partindo de uma base de consumo inferior à projetada pelo PDE anterior.

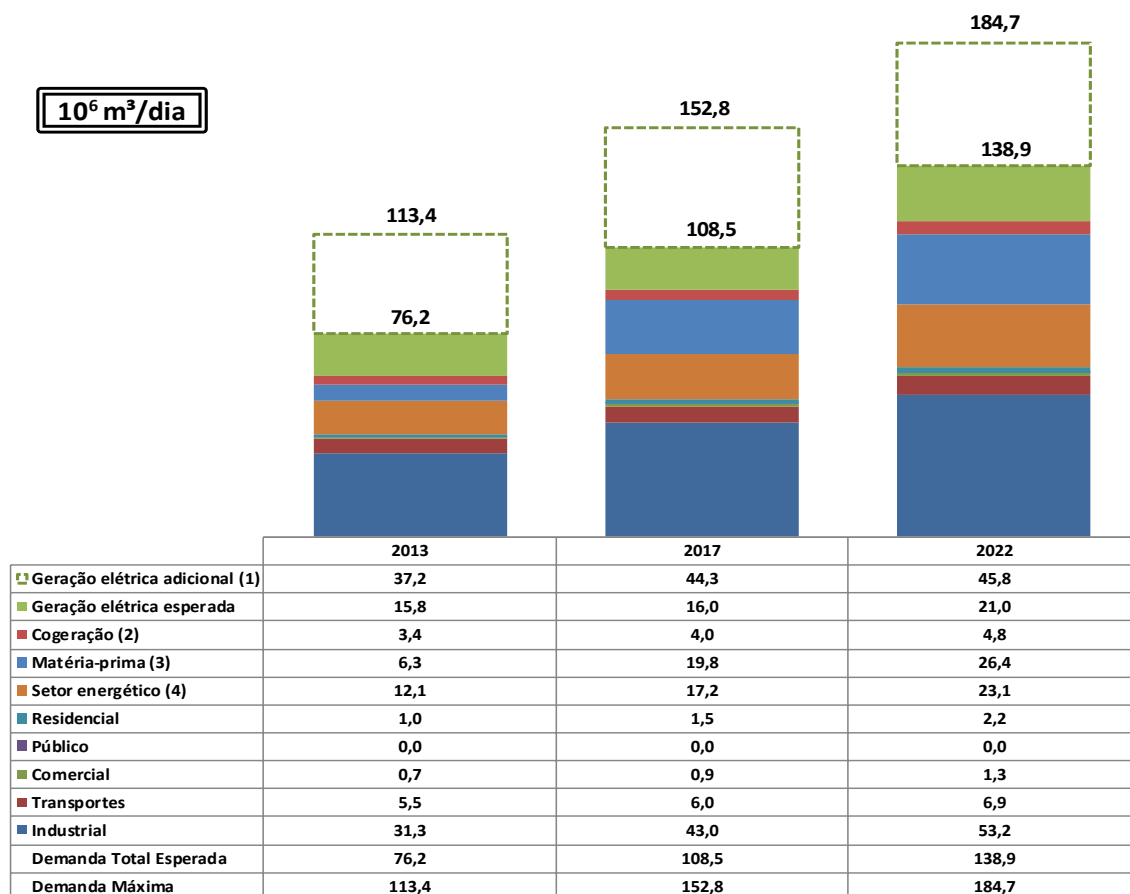
Para computarmos a demanda total de gás natural, além do consumo final energético (térmico essencialmente), adiciona-se ainda seu uso no próprio setor energético, como matéria-prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica. Trata-se de um consumo que pode variar em função do despacho das usinas termelétricas, do carregamento das unidades de processamento de gás da Petrobras, ou do fator de utilização das plantas de fertilizantes. Contudo, a despeito da margem de incerteza, a indicação desta demanda total reveste-se de grande importância para fins de dimensionamento da infraestrutura de transporte, que deve estar preparada para atender aos momentos de demanda máxima, a exemplo do que ocorre no caso do setor elétrico.

Cabe esclarecer que para fins de geração, a referência utilizada para o cálculo do consumo de gás natural previsto para o decênio é a geração termelétrica *esperada*. Não são considerados fatores associados à operação do sistema ou fatores exógenos aos modelos de planejamento. Em termos médios, portanto, espera-se que aos cerca de 76 milhões de m³ diários projetados para o consumo de gás natural em 2012, sejam adicionados cerca de 63 milhões de m³/dia até 2022, dos quais 32% utilizados como consumo não energético em refinarias e unidades de fertilizantes. Desse total de 139 milhões de m³ diários em 2022, atinge-se em torno de 21 milhões de m³/dia requeridos na produção termelétrica esperada.

Considerando o nível máximo de despacho termelétrico - informação relevante para o dimensionamento da infraestrutura, a demanda total de gás natural em 2022 poderia atingir,

aproximadamente, 185 milhões de m³/dia (máxima diária). Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P.

Gráfico 13 – Consumo total de gás natural



Notas: (1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.
 (2) Inclui cogeração industrial e comercial.
 (3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes.
 (4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P.

Fonte: EPE

4. Derivados de Petróleo

4.1 Óleo Diesel

A projeção da demanda de óleo diesel para transporte deriva do uso de veículos rodoviários pesados (ônibus e caminhões), de veículos comerciais leves, e dos modais aquaviário (embarcações nacionais) e ferroviário. A parcela referente à demanda de diesel por embarcações estrangeiras, alocada como exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

Para o modal rodoviário, que concentra a maior demanda de diesel do transporte, foram estabelecidas metodologias específicas por tipo de veículo (abordagem metodológica do tipo *bottom-up*). Em linhas gerais, são projetadas variáveis-chave como frota, consumo específico (l/km), quilometragem média

anual e fator de ocupação. No caso da projeção de frota, foram elaboradas curvas de sucateamento para ônibus e caminhões, bem como para os veículos comerciais leves. Além de taxas diferenciadas, os sucateamentos tiveram como premissa básica uma vida útil de 30 anos para os veículos pesados e 40 anos para os leves. As projeções de vendas de veículos leves e pesados foram estabelecidas em consonância com as expectativas para o transporte rodoviário de passageiros e carga²⁶, consideradas as avaliações históricas de taxa de crescimento e elasticidade-renda das vendas, e a perspectiva de crescimento da atividade modal rodoviária dentro da matriz nacional. A partir de 2012, considerou-se incremento de 1,0% ao ano nos rendimentos médios dos veículos novos.

A demanda de diesel para o transporte aquaviário advém das projeções dos indicadores médios de atividade (passageiro-quilômetro e tonelada-quilômetro) deste modal, estabelecidos por correlação com a atividade econômica (abordagem metodológica do tipo *top-down*). O transporte aquaviário de carga, em especial, teve suas projeções de atividade correlacionadas com o PIB acrescidas de um ganho de atividade devido à localização das novas refinarias (cabotagem do petróleo para as refinarias e dos derivados para os mercados) e à logística associada às atividades de exploração e produção no pré-sal, gerando impactos no transporte aquaviário de carga que superam a correlação com o PIB. As atividades de carga e de passageiros multiplicadas pelas respectivas intensidades energéticas fornecem o diesel demandado pelo modal aquaviário, seja como diesel marítimo ou como componente do *bunker*, em mistura com óleo combustível.

Para o modal ferroviário, foram considerados os projetos ferroviários que potencialmente afetarão o setor nos próximos anos. Há projetos incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado em 2007, e outros no PAC 2, lançado em 2009. Há também a expansão da Estrada de Ferro Carajás, que não está incluída no PAC, e acrescentará 101 km de linha, além da duplicação de um trecho de 504 km. Os valores projetados estão em conformidade com o Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) (Ministério dos Transportes, 2012). Assim, em 2022, a extensão da malha férrea para transporte de cargas se aproxima dos 42 mil quilômetros. O aumento da extensão da linha férrea reflete no crescimento da atividade deste modal.

A premissa de transferência modal de atividade, sobretudo no segmento de carga (tonelada-quilômetro) do setor rodoviário para os setores ferroviário, aquaviário e aeroviário, resulta numa redução proporcional do consumo de diesel, uma vez que o modal rodoviário demanda mais energia por atividade que os outros modais. Os ganhos de eficiência intermodal (efeito estrutura), assim como o aumento da eficiência do modal (efeito intensidade), são captados pela modelagem desenvolvida pela EPE para o setor transporte.

Cabe destacar que para demanda de biodiesel, calculada sobre a demanda final de diesel, considerou-se a obrigatoriedade²⁷ prevista na Lei nº 11.097/2005 e na Resolução CNPE nº 06, de 16/09/2009, que antecipou a adição de 5% de biodiesel no óleo diesel a partir de janeiro de 2010. O percentual de 5% foi mantido em todo o horizonte de projeção.

Com base nas premissas adotadas, a demanda de óleo diesel atinge pouco mais de 77 bilhões de litros, em 2022. A projeção da demanda final regionalizada de óleo diesel é a que se apresenta na Tabela 23.

²⁶ Cabe destacar, conforme definido em Acordo Judicial e na Resolução nº 403/2008, considerou-se que, a partir de 2013, os novos veículos pesados com ciclo diesel terão que ser equipados com motores adequados para o uso de diesel com teor de enxofre de 10 ppm.

²⁷ Excluída a demanda de diesel do modal aquaviário, que não tem obrigatoriedade de uso do biodiesel.

Tabela 23 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2013	6.287	8.339	10.378	22.394	7.245	54.643
2017	6.867	10.298	12.338	26.171	8.656	64.330
2022	8.480	12.670	15.137	30.317	10.604	77.208
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2022	1.686	4.788	5.295	8.930	3.781	24.479
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	0,2	5,5	4,6	4,1	4,9	4,1
2018-2022	4,3	4,2	4,2	3,0	4,1	3,7
2013-2022	2,2	4,9	4,4	3,6	4,5	3,9

Nota: Não inclui biodiesel, bunker de exportação autoprodução de energia elétrica e consumo do setor energético; inclui o consumo referente à geração termelétrica esperada.

Fonte: EPE

4.2 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

A projeção da demanda de GLP foi realizada utilizando-se um modelo do tipo técnico-paramétrico, que possibilita a análise da expansão deste combustível em cada região do País nos diferentes setores de consumo, a saber, residencial, industrial, agropecuário, comercial e público.

No Brasil, o setor residencial é o principal consumidor final (uso energético) de GLP: cerca de 80% do consumo, em 2011. O consumo residencial de GLP é influenciado pelos seguintes fatores: evolução do número de domicílios totais, proporção de domicílios com uso preponderante de lenha e carvão vegetal, número de domicílios com consumo de gás natural e consumo específico de GLP por domicílio. Em razão da saturação tipicamente observada no consumo de GLP nas residências, admitiu-se que o consumo específico de cada região manter-se-ia constante e igual ao valor verificado em 2011, resultando em uma média nacional de 0,19 m³/domicílio/ano.

No caso da indústria, a projeção da demanda por GLP foi feita considerando-se a evolução do nível de atividade, a participação do GLP no suprimento e distribuição regional do consumo. Para os demais setores, considerou-se, devido à substituição pelo gás natural, um ligeiro aumento na participação relativa do setor agropecuário no consumo de GLP e uma queda dos setores comercial e público.

Na Tabela 24 é apresentada a projeção de demanda final de GLP por região para o período decenal, quando se espera que este indicador salte de quase 14 milhões de m³, em 2013, para perto de 17 milhões de m³, em 2022.

Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m ³						
2013	906	2.982	2.295	6.479	1.023	13.685
2017	1.011	3.282	2.520	7.018	1.131	14.963
2022	1.143	3.660	2.816	7.705	1.267	16.592
Período	Variação no período (mil m ³)					
2013-2022	283	822	593	1.303	287	3.288
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	2,7	2,5	2,1	1,5	2,4	2,0
2018-2022	2,5	2,2	2,2	1,9	2,3	2,1
2013-2022	2,6	2,3	2,2	1,7	2,4	2,0

Nota: Não inclui o setor energético.
 Fonte: EPE

4.3 Gasolina automotiva

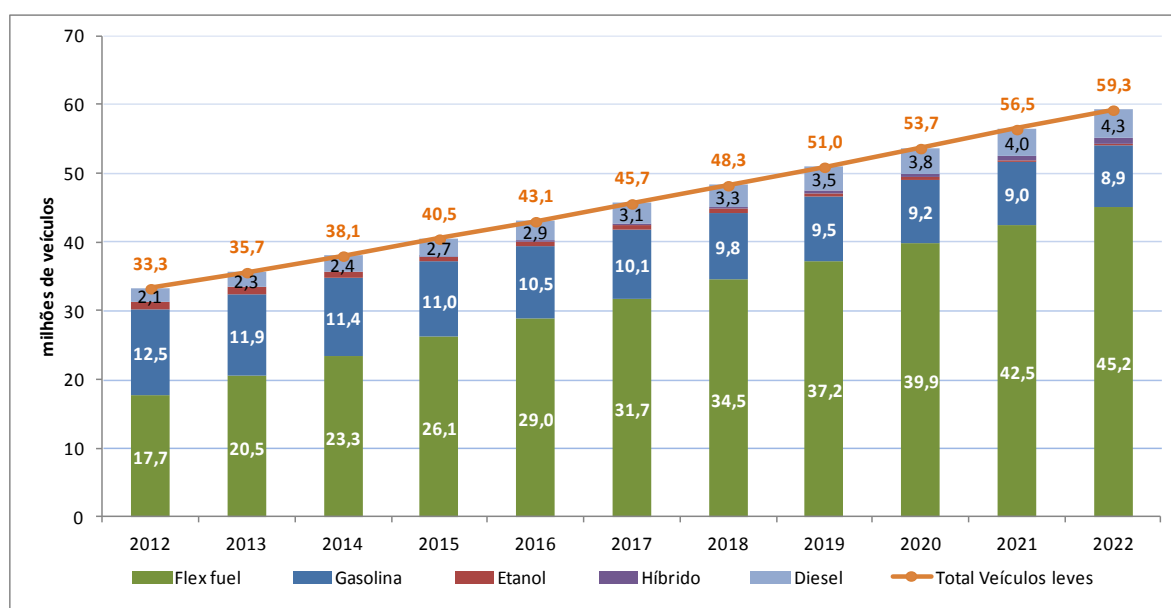
Através de um modelo contábil desenvolvido pela EPE, foi obtida a projeção de demanda de gasolina automotiva. Para isso, foram considerados, além do cenário econômico, diversos aspectos, dentre eles, os relacionados ao licenciamento de veículos leves, à oferta interna de etanol e à preferência do consumidor entre gasolina e etanol, no abastecimento de veículos *flex fuel*.

Em 2012, o volume de veículos leves licenciados no país alcançou a cifra de 3,64 milhões de unidades. Estima-se um crescimento do licenciamento na ordem de 3,6% a.a. entre 2012 e 2022. Adota-se, como premissa, até o final do período, um perfil de vendas de automóveis majoritariamente a combustão interna e *flex fuel*.

Considerando a manutenção de barreiras tecnológicas e econômicas, a necessidade de investimentos em infraestrutura para abastecimento dos veículos e a escassez de incentivos governamentais, admite-se que os veículos híbridos deverão estar disponíveis no mercado brasileiro a partir de 2015, crescendo progressivamente sua participação até atingir 3% das vendas domésticas em 2020, mantendo-se nesse nível até o final do decênio. Ademais, não se considera penetração significativa das demais tecnologias (híbrida *plug-in* e elétrica) no mercado brasileiro no período em estudo.

A frota nacional de veículos leves, crescendo a uma taxa de 5,9% a.a., deverá atingir, em 2022, a marca de 59 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves, sendo que os veículos *flex fuel* a combustão interna representarão aproximadamente 76% desta frota, correspondendo a um total de 45 milhões de unidades, conforme o Gráfico 14. A frota nacional de veículos leves, somada à de ônibus e caminhões, poderá atingir, em 2022, uma taxa de motorização de 3,3 habitantes por veículo.

Gráfico 14 – Perfil da frota de veículos leves por combustível



Fonte: EPE

Além das premissas relacionadas ao perfil da frota, foram considerados outros aspectos, tais como:

- Evolução da eficiência veicular: admitiu-se crescimento de 0,7% a.a. na eficiência média dos veículos novos que entram em circulação no país;
- Escolha entre etanol e gasolina: a variável preferência do consumidor *flex fuel* é resultante da comparação entre a demanda total de combustíveis para a frota nacional de Ciclo Otto (medida em volume de gasolina-equivalente) e a oferta interna de etanol carburante;
- O teor de anidro obrigatório adicionado à gasolina A foi estabelecido em 23,3% para 2013 (correspondendo a 20% de janeiro a abril e 25% de maio a dezembro) e 25% para o restante do período decenal.

Nessas condições, projetou-se o consumo de gasolina apresentado na Tabela 25, referente à gasolina "A", ou seja, gasolina pura.

Tabela 25 – Demanda de gasolina "A"

Ano	milhões de litros
2013	33.977
2017	34.819
2022	43.114
Período	Variação no período (mil m³)
2013-2022	11.356
Período	Variação (% a.a.)
2013-2017	1,9
2017-2022	4,4
2013-2022	3,1

Fonte: EPE

Comparativamente à visão expressa no PDE 2021, observa-se um aumento da demanda de gasolina 'A', que passa a crescer 3,1% a.a., em função da perda de competitividade do etanol hidratado frente

à gasolina 'C' (gasolina A + etanol anidro). Com isso, o crescimento da demanda de gasolina C no período decenal chega a 3,8% a.a. e se deve, tanto ao atendimento à frota dedicada a gasolina quanto à parcela da frota *flex fuel* que consome esse combustível. Para o atendimento total da demanda crescente do ciclo Otto (5,4% a.a.), considera-se também um crescimento da demanda de etanol hidratado em taxas elevadas (11,2% a.a.), como será explicado adiante.

A Tabela 26 apresenta os volumes de gasolina "C", com a adição obrigatória de etanol anidro, por região. Desta forma, estima-se um aumento de 3,1 % a.a. da demanda da gasolina "A" no período decenal, passando de 34 bilhões de litros em 2013 para 43 bilhões de litros em 2022. De mesmo modo, projeta-se um aumento de 3,8% a.a. da demanda de gasolina "C", passando de 44,3 bilhões de litros em 2013 para 57,5 bilhões de litros no final do período.

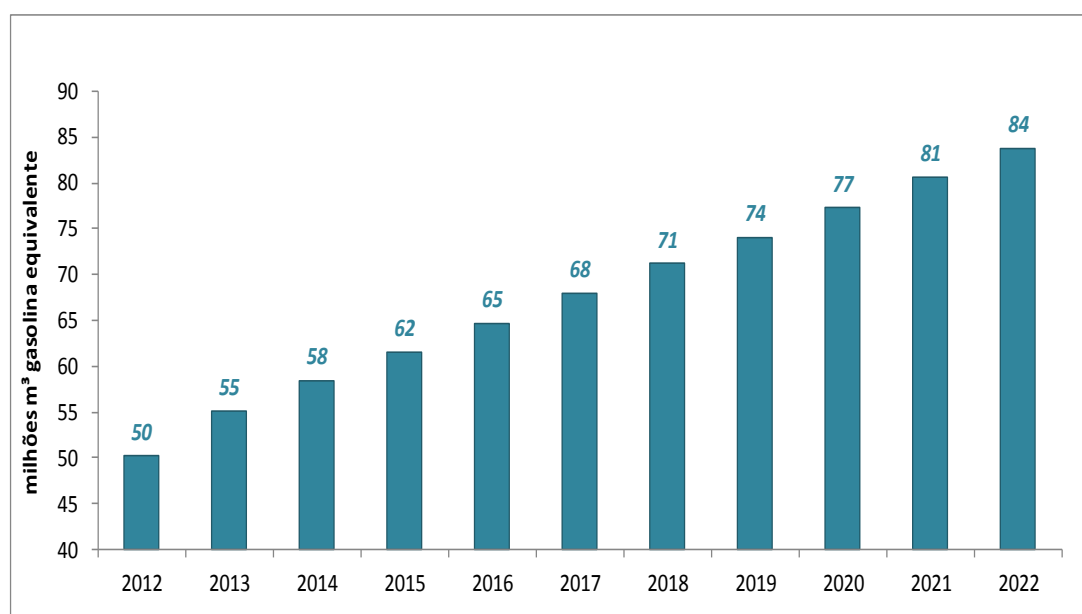
Tabela 26 – Brasil e Regiões: Demanda de gasolina "C"

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2013	2.749	8.237	8.527	20.534	4.270	44.317
2017	3.507	10.409	10.087	18.119	4.304	46.425
2022	4.674	13.633	11.764	22.255	5.160	57.486
Período	Variação no período (mil m³)					
2013-2022	2.254	6.525	3.972	3.638	1.399	17.788
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	7,7	7,9	5,3	-0,5	2,7	3,2
2018-2022	5,9	5,5	3,1	4,2	3,7	4,4
2013-2022	6,8	6,7	4,2	1,8	3,2	3,8

Fonte: EPE

A demanda global de combustíveis para a frota total de veículos leves²⁸, expressa em milhões m³ de gasolina equivalente, é mostrada no Gráfico 15.

Gráfico 15 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto



Fonte: EPE

²⁸ Inclui GNV.

4.4 Querosene de aviação (QAV)

A demanda de QAV é estimada com base no cálculo da demanda total potencial de QAV, descontados os potenciais ganhos de eficiência no transporte aeroviário. A projeção da demanda total potencial de QAV no Brasil (inclui o *bunker* aeronáutico; que corresponde ao QAV fornecido no País a aeronaves estrangeiras) é elaborada a partir de uma correlação com o PIB brasileiro, considerando também fatores exógenos, em períodos determinados, não captados pelo modelo base. Foram realizados ainda ajustes pontuais em 2014 e 2016 em função do aumento da atividade nos períodos de Copa do Mundo e Olimpíada.

Além disso, para fins de compatibilização com o conceito empregado no BEN e na matriz energética nacional, será referida nesta seção apenas a demanda das aeronaves nacionais. A demanda das aeronaves estrangeiras, contabilizada no BEN e na matriz como exportação, será tratada no Capítulo VI.

É importante destacar que o potencial de ganhos em eficiência energética em aeronaves por inovações em tecnologia de turbinas, aperfeiçoamentos aerodinâmicos e reduções de peso é estimado entre 1,0 a 2,2% ao ano na literatura especializada. Como os voos regionais poderão aumentar no Brasil, optou-se por uma abordagem conservadora no ganho de eficiência das aeronaves, pois voos regionais são mais curtos e realizados com aeronaves menores (ou com menor fator de ocupação), o que piora a eficiência energética média da frota de aeronaves. Além disso, nos próximos anos, as dificuldades de gerenciamento do espaço aéreo e dos aeroportos poderão reduzir o ganho de eficiência energética na aviação (aguardar para pousar e decolar consome QAV, mas não gera o serviço energético principal, o deslocamento).

Nessas condições, projetou-se o consumo de QAV apresentado na Tabela 27, que passa de 4,7 bilhões de litros em 2013 para 7,5 bilhões de litros em 2022.

Tabela 27 – Brasil e Regiões: Demanda de QAV

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2013	409	1.113	496	2.105	616	4.739
2017	480	1.413	639	2.465	748	5.745
2022	598	1.944	897	3.066	972	7.478
Período	Variação no período (mil m³)					
2013-2022	202	890	428	1.024	381	2.926
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	3,9	6,0	6,4	3,8	4,8	4,8
2018-2022	4,5	6,6	7,0	4,5	5,4	5,4
2013-2022	4,2	6,3	6,7	4,1	5,1	5,1

Nota.: Não inclui "bunker" aeronáutico.
Fonte: EPE

4.5 Óleo combustível e outros secundários de petróleo

De acordo com o BEN (EPE, 2012), os setores mais significativos no consumo final energético de óleo combustível são o industrial (65%), o de transportes (22%) e o energético (12%). Outros setores (agropecuário, comercial e público) respondem por parcela bastante reduzida deste consumo (1%,

em conjunto). Já o consumo de outras secundárias de petróleo reúne a demanda energética por coque de petróleo, gás de refinaria e outros energéticos de petróleo, que ocorre somente nos setores industrial e energético.

Os resultados das projeções de demanda apoiaram-se nas séries históricas e nas tendências relacionadas ao perfil de utilização destes insumos por atividade industrial. Além disso, levaram-se em conta também as expectativas de mercado para substituição de fontes. Em grande parte dos setores, considerou-se a competitividade direta entre o óleo combustível e o gás natural que, em alguns casos, deslocará, também, outros combustíveis utilizados para geração de calor.

A demanda de óleo combustível para transporte deriva, sobretudo, da demanda de *bunker* para grandes embarcações no transporte de carga. A metodologia proposta engloba apenas a parcela referente à demanda de óleo combustível por embarcações nacionais²⁹. Desta forma, a demanda de óleo combustível segue a metodologia do transporte aquaviário, que, conforme apresentado na seção 4.1 deste capítulo, teve as projeções de atividade correlacionadas com o PIB e acrescidas de um ganho de atividade devido à localização das novas refinarias (cabotagem do petróleo para as refinarias e dos derivados para os mercados). A partir da atividade projetada, da intensidade energética do ano base e do ganho de eficiência estimado, chega-se à demanda de óleo combustível do setor transporte.

Nessas condições, a projeção da demanda de óleo combustível e de “outros secundários de petróleo” é apresentada de forma consolidada na Tabela 28.

Tabela 28 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo

Ano	Óleo Combustível	Outros Secundários				Total
		Subtotal	Coque	Gás de Refinaria	Outros	
2013	5.172	13.116	6.378	4.175	2.563	18.288
2017	5.805	14.550	7.863	4.580	2.106	20.354
2022	6.782	18.623	11.203	5.206	2.214	25.405
Período		Variação no período (mil tep)				
2013-2022	1.949	5.610	4.997	1.003	-390	7.559
Período		Variação (% a.a.)				
2013-2017	3,7	2,3	4,8	1,7	-4,2	2,7
2017-2022	3,2	5,1	7,3	2,6	1,0	4,5
2013-2022	3,4	3,6	6,1	2,2	-1,6	3,6

Nota: Inclui demanda do setor energético, *bunker* hidroviário nacional e demanda para geração termelétrica esperada. Não inclui *bunker* de exportação.

Fonte: EPE

Na regionalização do consumo nacional de óleo combustível, foram levados em conta os segmentos de demanda cujos dados primários do consumo oferecem a oportunidade de formular índices de regionalização, as expectativas de mercado industrial do gás natural por unidade da federação, a partir da articulação com as distribuidoras estaduais, e os cenários de repartição regional na demanda industrial agregada de óleo combustível e gás natural. A Tabela 29 consolida a projeção de demanda

²⁹ A demanda de óleo combustível por embarcações estrangeiras, alocada em exportação no BEN, será considerada apenas no Capítulo VI.

final de óleo combustível por região, que evolui de 4,4 milhões de m³ para 6,2 milhões de m³ entre 2013 e 2022 no País.

Tabela 29 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo combustível

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil m ³						
2013	926	983	421	1.780	324	4.433
2017	1.210	1.039	296	2.256	301	5.102
2022	1.551	1.404	511	2.379	355	6.200
Período	Variação no período (mil m ³)					
2013-2022	653	517	135	647	23	1.975
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	6,1	3,2	-4,7	5,4	-1,9	3,8
2018-2022	5,1	6,2	11,5	1,1	3,4	4,0
2013-2022	5,6	4,7	3,1	3,2	0,7	3,9

Nota: Não inclui demanda do setor energético, *bunker* de exportação, demanda para autoprodução e demanda para geração termelétrica esperada. Inclui bunker hidroviário nacional.

Fonte: EPE

A regionalização da demanda de “outros secundários de petróleo” foi feita separadamente para o coque de petróleo, o gás de refinaria e outros derivados energéticos (gás residual). No caso do coque, foram consideradas as expectativas de mercado apuradas pela EPE. Nos demais casos, considerou-se a localização das unidades industriais produtoras (por exemplo, centrais petroquímicas), visto que o consumo dessas fontes ocorre na própria unidade ou em indústrias situadas nas proximidades. A Tabela 30 resume os resultados obtidos. A demanda nacional de outros derivados de petróleo aumenta de 13,1 milhões de tep, em 2013, para 18,6 milhões de tep, em 2022.

Tabela 30 – Brasil e Regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo”

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil tep						
2013	0	3.444	1.224	4.808	0	9.476
2017	0	3.475	1.064	5.341	0	9.881
2022	0	4.633	1.323	5.796	0	11.751
Período	Variação no período (mil tep)					
2013-2022	0	1.246	134	1.014	0	2.394
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	-	0,5	-2,2	2,2	-	1,1
2017-2022	-	5,9	4,4	1,6	-	3,5
2013-2022	-	3,2	1,1	1,9	-	2,3

Nota.: Não inclui consumo do setor energético e o combustível para geração termelétrica.

Fonte: EPE

4.6 Não-energéticos do petróleo

Os produtos não-energéticos do petróleo compreendem asfaltos, lubrificantes, solventes e outros produtos, como graxas, parafinas etc. São produtos que, apesar de possuírem elevado conteúdo energético, são utilizados para fins não energéticos.

No caso particular do asfalto, a projeção da demanda levou em consideração as obras rodoviárias previstas no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e de programas específicos para adequação das vias nas esferas estadual e municipal, especialmente relacionadas aos eventos esportivos de grande porte a serem realizados no País.

É importante ressaltar que os resultados sinalizam a necessidade de expansão da infraestrutura logística para importação de asfalto no país no horizonte decenal já que, a partir de 2016, sem a entrada de projetos adicionais, há necessidade de importações³⁰. No caso dos lubrificantes, solventes e outros produtos não-energéticos, a projeção foi feita levando em conta o histórico da participação destes produtos no total do grupamento, bem como a influência do crescimento dos setores industriais associados aos solventes e lubrificantes, respectivamente, a indústria de tintas e vernizes e a indústria automobilística, cuja demanda por não energéticos pode diferir do padrão histórico recente.

No período de 2013-2022, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 4,0%, conforme se pode observar na Tabela 31. O consumo nacional de não energéticos de petróleo atinge cerca de 12,0 milhões de tep em 2022.

Tabela 31 – Demanda de produtos não-energéticos de petróleo

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
	mil tep				
2013	1.310	3.077	484	3.536	8.407
2017	1.545	3.182	563	4.500	9.791
2022	1.913	3.500	693	5.938	12.045
Período	Variação no período (mil tep)				
2013-2022	647	526	225	2.520	3.918
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2017	4,1	1,4	3,8	5,7	3,8
2018-2022	4,4	1,9	4,2	5,7	4,2
2013-2022	4,2	1,6	4,0	5,7	4,0

Nota: Não inclui o consumo de etano nos outros produtos não energéticos de petróleo.
Fonte: EPE

A projeção foi regionalizada (Tabela 32) com base nas vendas deste tipo de produtos pelas distribuidoras, tendo sido analisadas as séries históricas de dados da ANP.

³⁰ Em não havendo projetos adicionais de produção de asfalto no país.

Tabela 32 – Brasil e Regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
mil tep						
2013	497	1.218	1.548	4.180	963	8.407
2017	578	1.406	1.810	4.860	1.138	9.791
2022	708	1.713	2.220	5.984	1.419	12.045
Período	Variação no período (mil tep)					
2013-2022	231	536	722	1.941	488	3.918
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	3,9	3,6	3,9	3,7	4,1	3,8
2018-2022	4,2	4,0	4,2	4,3	4,5	4,2
2013-2022	4,0	3,8	4,0	4,0	4,3	4,0

Fonte: EPE

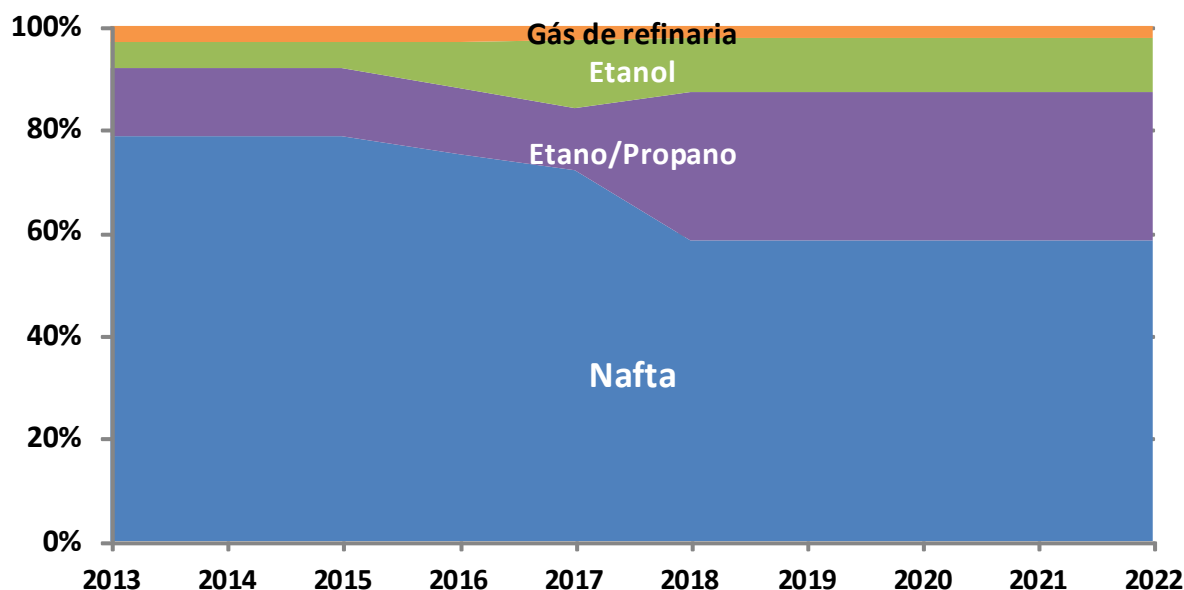
4.7 Nafta

Historicamente, a nafta petroquímica é a matéria-prima de maior relevância nos processos de obtenção de petroquímicos básicos (eteno, propeno, butadieno, BTX e demais produtos) que são insumos para a produção de resinas termoplásticas³¹. A projeção da demanda por nafta petroquímica considera a implantação de projetos petroquímicos, comumente baseado em derivados do petróleo e eventualmente a partir de outras fontes, como por exemplo, o gás natural e o etanol.

Muito embora a demanda por petroquímicos básicos seja crescente no País no horizonte decenal, projeta-se uma demanda total de nafta petroquímica constante de 9.832 mil toneladas. Isto se deve à ausência de novas unidades baseadas em nafta e de ampliações nas unidades existentes. Por outro lado, há indicações de projetos futuros via álcoolquímica. Assim, as expansões necessárias para atender ao mercado doméstico de resinas devem utilizar preferencialmente o etanol.

Um grande destaque de expansão petroquímica, com base em gás natural, é o COMPERJ, projeto petroquímico a ser implantado em Itaboraí (RJ), cujo segundo módulo está previsto para 2018. A participação dos diversos insumos petroquímicos na produção de eteno é retratada no Gráfico 16 que mostra a evolução considerada no PDE 2022.

³¹ As principais resinas termoplásticas produzidas a partir dos petroquímicos básicos são os polietilenos (PEAD, PEBD, PEBDL), o polipropileno (PP), o tereftalato de polietileno (PET), o poliestireno (PS) e o policloreto de vinila (PVC).

Gráfico 16 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno

Fonte: EPE

A Braskem opera uma planta pioneira na oferta de polietileno verde (isto é, obtido do etanol derivado de cana-de-açúcar) com capacidade instalada de 200 mil toneladas e localizada no Polo Petroquímico de Triunfo (RS) desde 2010. Por esta razão, tem uma posição estratégica no Brasil, pois detém 70% do mercado petroquímico nacional, sendo a principal fornecedora para os fabricantes de plástico. Tal investimento reflete a sinalização do setor petroquímico em buscar a diversificação das fontes e a substituição da nafta por outras matérias-primas alternativas. A produção nacional se concentra principalmente nas suas unidades industriais em São Paulo, Bahia e Rio Grande do Sul, além da produção de insumos básicos em determinadas refinarias da Petrobras.

5. Biocombustíveis

5.1 Biocombustíveis líquidos

Este trata dos biocombustíveis líquidos destinados ao abastecimento de veículos automotores: etanol carburante – hidratado e anidro – e o biodiesel B100, para a mistura ao diesel derivado de petróleo, conforme legislação vigente.

A projeção da demanda de etanol carburante foi elaborada em conjunto com a da gasolina A, por meio do modelo de demanda de combustíveis para veículos leves desenvolvido pela EPE, conforme já exposto. No caso do etanol hidratado, o comportamento da demanda foi determinado principalmente pelo cenário de oferta interna deste combustível, o qual determina a preferência de abastecimento do veículo *flex fuel*. Como será mostrado no Capítulo VIII, nos primeiros anos do decênio, por motivos diversos (em particular, restrições na produção de cana e expansão da demanda externa de açúcar), a oferta de etanol continuará sofrendo limitações.

Em 2013 estima-se que a demanda de etanol hidratado alcance 11,6 bilhões de litros. No período decenal, estima-se um crescimento de 11,2% ao ano desta demanda, sendo que seu volume em 2022 deverá atingir 32,8 bilhões de litros. A Tabela 33 apresenta as projeções regionalizadas do etanol hidratado.

Tabela 33 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2013	197	984	1.429	7.604	1.374	11.588
2017	480	2.542	2.070	18.125	3.357	26.574
2022	655	3.373	2.457	21.865	4.462	32.811
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2022	478	2.479	1.158	14.218	3.140	21.471
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	22,0	23,2	9,8	18,8	20,5	18,6
2018-2022	6,4	5,8	3,5	3,8	5,9	4,3
2013-2022	13,9	14,2	6,6	11,1	12,9	11,2

Fonte: EPE

Quanto à demanda brasileira de etanol anidro, estima-se que, em 2013, o consumo seja de 7,9 bilhões de litros, considerando-se o teor médio obrigatório de 23,3%³² adicionado à gasolina A em 2013 e de 25% para o restante do período decenal. Projeta-se para o período decenal uma taxa média de crescimento de 6,1% ao ano. Desse modo, em 2022, a demanda de etanol anidro atingirá o valor de 14,3 bilhões de litros. A Tabela 34 apresenta as projeções regionalizadas para o etanol anidro.

Tabela 34 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
milhões de litros						
2013	641	1.922	1.990	4.791	996	10.341
2017	877	2.602	2.522	4.530	1.076	11.606
2022	1.168	3.408	2.941	5.564	1.290	14.371
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013-2022	684	1.987	1.383	1.840	538	6.432
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	12,6	12,9	10,1	4,0	7,4	7,9
2018-2022	5,9	5,5	3,1	4,2	3,7	4,4
2013-2022	9,2	9,1	6,6	4,1	5,5	6,1

Fonte: EPE

Além da adição obrigatória de 5% do B100 ao diesel mineral assumida para todo o período, foi analisada a alternativa de autoprodução no setor agropecuário, como a demanda potencial para o biodiesel. No entanto, espera-se que os preços dos insumos graxos sigam trajetória ascendente, mantendo-se em patamares muito superiores ao do óleo diesel, mesmo considerando eventuais aumentos deste último. Sendo assim, não se vislumbra uma atratividade suficiente que justifique a implantação, em escala comercial, de empreendimentos voltados para este fim.

³² 20% de janeiro a abril e 25% de maio a dezembro.

Nessas condições, a projeção da demanda de biodiesel se refere basicamente à adição obrigatória no diesel mineral, levando aos números apresentados na Tabela 35. Assim, espera-se que a demanda obrigatória nacional de biodiesel aumente de 2,9 bilhões de litros para 4,0 bilhões de litros, entre 2013 e 2022.

Tabela 35 – Brasil e Regiões: Demanda obrigatória de biodiesel

Ano	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Brasil
milhões de litros						
2013	351	437	542	1.161	382	2.873
2017	365	538	645	1.356	456	3.358
2022	449	661	790	1.566	558	4.025
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	1,8	5,4	4,6	4,1	4,9	4,2
2018-2022	4,2	4,2	4,2	2,9	4,1	3,7
2013-2022	3,0	4,8	4,4	3,5	4,5	4,0

Nota: Não inclui "bunker" estrangeiro e marítimo.
Fonte: EPE

5.2 Biomassa da cana

No Brasil a biomassa da cana-de-açúcar é consumida principalmente na produção de açúcar e de etanol. De acordo com dados do BEN, em 2011, aproximadamente 62% das 128,3 milhões de toneladas de bagaço consumido para fins energéticos foram destinados à produção de açúcar. A produção de etanol absorveu os 38% restantes (EPE, 2012).

A tendência é que este quadro se inverta ao longo do horizonte do PDE 2022, seja pelo aumento da oferta da biomassa, seja porque o mercado de açúcar não apresenta a mesma dinâmica do mercado de combustíveis líquidos. A Tabela 36 resume as projeções da demanda de bagaço de cana, que cresce 4,8% anuais e atinge cerca de 204 milhões de toneladas em 2022.

Tabela 36 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar

Ano	Setor industrial ⁽¹⁾	Setor energético ⁽²⁾	Total
	mil toneladas		
2013	82.723	58.155	140.878
2017	89.991	87.097	177.088
2022	100.129	103.803	203.932
Período	Variação no período (mil t)		
2013-2022	19.114	57.547	76.661
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2017	2,1	13,5	6,8
2018-2022	2,2	3,6	2,9
2013-2022	2,1	8,4	4,8

Notas: (1) O principal consumo no setor industrial ocorre na produção de açúcar.

(2) No setor energético, o consumo do bagaço destina-se à produção de etanol.

Fonte: EPE

5.3 Biomassa da lenha

A lenha que, na década de 70, chegou a representar 46% do consumo final de energia do País, responde atualmente por cerca de 7% desse consumo (EPE, 2012). Os setores que mais utilizam esse insumo energético são o residencial (principal consumidor), seguido do industrial e do agropecuário. Entre as residências, a lenha responde por aproximadamente 28% do consumo de energia final (EPE, 2012) e seu uso tem se reduzido devido, principalmente, à entrada do GLP e do gás natural que, por suas características (poder calorífico, embalagem e infraestrutura de distribuição), apresenta grande vantagem em relação aos combustíveis líquidos e sólidos. É necessário destacar que alguns domicílios usuários de lenha, possuem também fogão à GLP e seu maior ou menor uso é determinado pelo preço do combustível.

A projeção da demanda de lenha para o setor residencial considera, entre outros, o consumo específico (montante de lenha por domicílio) e o percentual de domicílios com fogão a lenha. O consumo específico está fundamentado nos resultados da pesquisa de campo contratada pela EPE em 2011³³, com valor médio constante e igual a 10,3 kg/domicílio/dia³⁴ para consumidores exclusivos de lenha e 8,3 kg/domicílio/dia para consumidores de lenha e outros combustíveis. O percentual de domicílios com uso preponderante de fogão a lenha foi estimado com base na análise dos microdados de 2001 a 2009 da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD). Já os domicílios consumidores de lenha e outros combustíveis foram estimados com base na POF 2008/2009. A Tabela 37 mostra a trajetória do número de domicílios com uso de lenha, que chega a cerca de 6 milhões unidades em 2022.

³³ Contrato n° CT-EPE-002/2011 conforme especificações do Projeto Básico do Edital do Pregão Eletrônico n° PE.EPE.020/2010.

³⁴ Notar que esse índice refere-se aos domicílios com uso preponderante de lenha, portanto, subconjunto do conjunto de domicílios totais.

Tabela 37 – Brasil e Regiões: Número de domicílios que utilizam lenha

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
	mil unidades					
2013	286	1.860	1.313	1.818	220	5.498
2017	303	1.927	1.402	1.987	240	5.859
2022	310	1.941	1.448	2.090	252	6.042
Período	Variação no período (mil unidades)					
2013-2022	27	93	153	308	37	619
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	1,4	0,8	1,6	2,2	2,2	1,6
2018-2022	0,5	0,1	0,6	1,0	1,0	0,6
2013-2022	0,9	0,5	1,1	1,6	1,6	1,1

Fonte: EPE

No setor industrial, analisaram-se as possibilidades de substituição da lenha pelo gás natural, com vantagens evidentes no caso da produção de cerâmica (agregação de valor pela melhoria na qualidade do produto) e, em muitos casos, na indústria de alimentos e bebidas. Por outro lado, há nichos de utilização da lenha que não deverão ser atingidos. Nesses casos, em detrimento à lenha proveniente de mata nativa, visualiza-se o uso de lenha oriunda de reflorestamento, além de resíduos de produção em indústrias específicas.

A Tabela 38 apresenta a projeção da demanda de lenha desagregada por setor.

Tabela 38 – Brasil e Regiões: Demanda de lenha

Ano	Setor residencial	Setor industrial	Outros setores ⁽¹⁾	Total
	mil toneladas			
2013	13.699	26.162	8.583	48.444
2017	14.526	29.236	8.794	52.557
2022	14.919	34.079	9.000	57.998
Período	Variação no período (mil t)			
2013-2022	1.390	8.547	464	10.401
Período	Variação (% a.a.)			
2013-2017	1,4	2,7	0,6	2,0
2018-2022	0,5	3,1	0,5	2,0
2013-2022	1,0	2,9	0,5	2,0

Nota: (1) Setores comercial e agropecuário.
Fonte: EPE

5.4 Carvão Vegetal

Em 2011, o consumo de carvão vegetal representou apenas 2% do consumo final de energia do País, sendo 88% utilizados no setor industrial, 10% no residencial e 2% no comercial e no agropecuário (EPE, 2012).

No setor industrial, as produções de ferro-gusa e aço e de ferro ligas respondem por aproximadamente 98% do consumo total de carvão vegetal, com uso simultâneo como agente redutor e fornecimento de energia (EPE, 2012). No setor residencial, o consumo de carvão vegetal é

destinado basicamente ao aquecimento direto, em complemento ao uso da lenha (ambos apresentam rendimentos energéticos muito semelhantes).

A expansão do uso do carvão vegetal no setor industrial está basicamente decidida no primeiro quinquênio do horizonte decenal. A questão que se coloca, cuja discussão foge ao escopo desta análise, é a certificação da origem, se de matas nativas ou se de reflorestamento. De qualquer modo, na segunda metade do horizonte projeta-se um crescimento do consumo de carvão vegetal bastante reduzido, limitado basicamente a nichos do mercado.

A projeção da demanda de carvão vegetal é apresentada na Tabela 39. Até 2017, a demanda nacional de carvão vegetal salta para 10,9 milhões de toneladas, com crescimento médio anual de 6,8%, enquanto no segundo quinquênio ocorre uma redução média anual de 0,9%, atingindo uma demanda total de 10,4 milhões de toneladas.

Tabela 39 – Demanda de carvão vegetal

Ano	Setor industrial	Outros setores	Total
	mil toneladas		
2013	8.265	579	8.844
2017	10.450	442	10.893
2022	10.141	260	10.402
Período	Variação no período (mil t)		
2013-2022	2.898	-351	2.546
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2017	7,6	-6,3	6,8
2018-2022	-0,6	-10,1	-0,9
2013-2022	3,4	-8,2	2,8

Fonte: EPE

6. Carvão Mineral e Coque

Do carvão metalúrgico e do coque de carvão mineral consumidos no País em 2011, 83% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro ligas, não ferrosos e mineração e pelletização (EPE, 2012).

O atendimento à demanda de carvão metalúrgico, em razão das características do carvão nacional, é realizado quase que integralmente a partir de importações. Em contraposição, a demanda de carvão energético (carvão vapor) tem sido suprida em sua quase totalidade pela produção nacional. A maior parcela do carvão vapor é destinada à geração termelétrica, sendo o restante consumido para geração de calor no setor industrial.

Assim sendo, a projeção da demanda de carvão mineral e coque está associada ao cenário de expansão da siderurgia, assim como dos segmentos de ferro ligas, não ferrosos, mineração e pelletização, enquanto que a projeção de carvão vapor é função da geração termelétrica esperada ao longo do período decenal. Estima-se que o setor siderúrgico mantenha sua posição de responsável pela grande maioria do consumo nacional de carvão mineral e do coque ao longo de todo o horizonte.

Nessas condições, a projeção da demanda final de carvão mineral e coque é a apresentada na Tabela 40. O primeiro quinquênio registra o maior crescimento da demanda total de coque e carvão mineral no País, com média anual de 2,6%, chegando a mais de 18 milhões de tep em 2017. No segundo quinquênio, há um crescimento percentual médio mais intenso e o consumo chega a aproximadamente 24 milhões de tep em 2022, obtendo-se uma taxa média anual de 4,2% em relação a 2012.

Tabela 40 – Demanda de carvão mineral e coque

Ano	Carvão Metalúrgico e Coque ¹	Carvão Vapor ²	Total
	mil tep		
2013	10.041	8.492	18.534
2017	10.113	8.123	18.236
2022	14.634	9.622	24.257
Período	Acréscimo no período (mil tep)		
2013-2022	5.086	3.126	8.212
Período	Variação (% a.a.)		
2013-2017	1,2	4,6	2,6
2018-2022	7,7	3,4	5,9
2013-2022	4,4	4,0	4,2

Notas: (1) Consumo final energético (inclui consumo como redutor).
 (2) Inclui consumo para geração termelétrica. Não inclui autoprodução.
 Fonte: EPE

7. Consolidação do Consumo Final por Fonte e por Setor - 2022

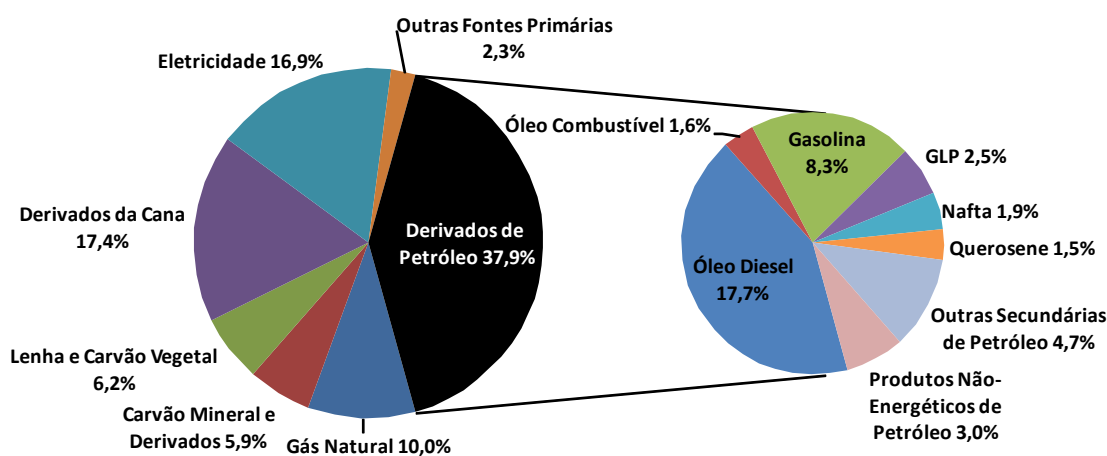
Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes ao consumo final de energia, por fonte e por setor, para o ano de 2022, além das respectivas variações médias anuais no período decenal (Tabela 41). Nesse período, alguns movimentos merecem destaque:

- *Insuficiência de oferta de gás natural*, considerando o aumento da competitividade do gás natural no setor industrial e a manutenção da competitividade deste energético no setor residencial e do GNV, em relação às fontes substitutas;
- *Alto incremento do consumo de gás natural no setor energético*, por conta principalmente do aumento da intensidade de consumo nas atividades de E&P (devido à exploração das reservas localizadas no pré-sal brasileiro) e nas refinarias brasileiras (em virtude da geração de hidrogênio para uso em processos para especificação de melhor qualidade de combustíveis, bem como para aumento do rendimento em derivados de maior valor agregado);
- *Forte acréscimo do consumo de eletricidade no setor energético*, principalmente pela expansão da autoprodução na produção de etanol e nas atividades de E&P;
- *Grande expansão do consumo não energético de gás natural*, como consequência da ampliação da produção de fertilizantes que demandam este energético como matéria-prima;
- *Importantes acréscimos dos consumos de carvão mineral, coque de carvão mineral e gás de coqueria*, por conta do forte cenário de expansão siderúrgica no decênio;

- *Perda de importância dos consumos residenciais de lenha e de carvão vegetal, por conta da trajetória decrescente do número de domicílios com uso preponderante de lenha no País;*
- *Grande incremento do consumo final de bagaço de cana no setor energético, como reflexo do maior esforço das destilarias em prol da produção do etanol;*
- *Revisão para baixo da expansão da demanda de etanol no setor de transportes, em benefício do consumo de gasolina, por conta de um cenário menos favorável do primeiro combustível em veículos leves “flex fuel”, quando comparado com o PDE anterior, tanto em termos de preço relativo quanto de disponibilidade;*
- *Perda de importância dos derivados de petróleo, destacadamente da gasolina. Por outro lado, o gás natural e os derivados da cana passam a ter maior peso.*
- *Significativo ganho de participação do setor energético, contra leve perda de importância dos setores industrial, residencial e agropecuário.*

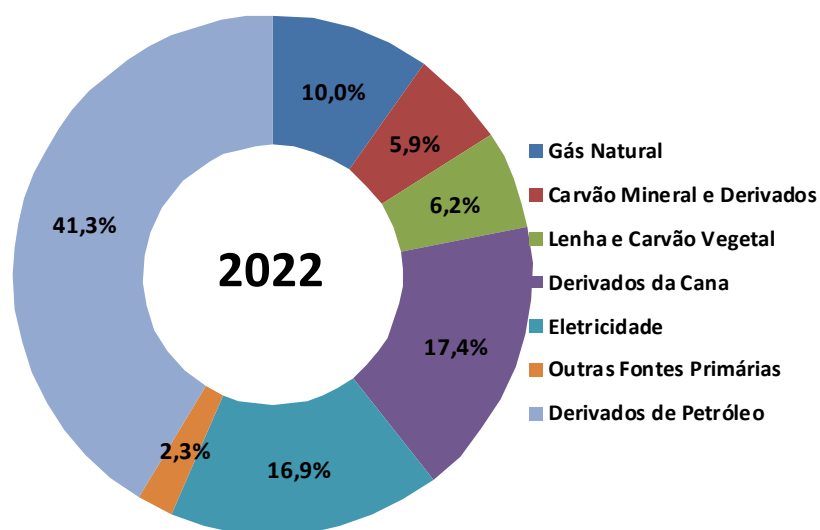
O Gráfico 17 e o Gráfico 18 mostram as respectivas participações dos setores e das fontes no consumo final de energia em 2022.

Gráfico 17 – Participação das Fontes no Consumo Final de Energia em 2022



* Inclui consumo não-energético
Fonte: EPE

Gráfico 18 – Consumo Final de Energia por setor em 2022



Fonte: EPE

Tabela 41 – Consumo final de energia por fonte e setor

CONSUMO FINAL POR FONTE

UNIDADE: 10³ tep

IDENTIFICAÇÃO	SETOR ENERGÉTICO		RESIDENCIAL		COMERCIAL		PÚBLICO		AGROPECUÁRIO		TRANSPORTES		INDUSTRIAL		CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO		CONSUMO FINAL	
	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.	2022	% a.a.
TOTAL	49.552	8,5%	28.949	3,0%	13.015	5,6%	5.268	3,1%	12.610	2,1%	127.847	4,8%	130.992	3,5%	368.232	4,5%	33.313	4,9%	401.546	4,5%
GÁS NATURAL	10.308	7,9%	684	8,5%	466	6,6%	139	6,6%	4	5,2%	2.178	2,4%	17.302	6,2%	31.081	6,5%	8.645	16,2%	39.726	7,9%
CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	5.550	3,5%	5.550	3,5%	0	-	5.550	3,5%
LENHA	0	-	4.625	1,0%	75	-2,4%	0	-	2.715	0,6%	0	-	10.565	2,9%	17.979	2,0%	0	-	17.979	2,0%
BAGAÇO DE CANA	22.110	8,4%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	21.328	2,1%	43.438	4,8%	0	-	43.438	4,8%
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS RENOVÁVEIS	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	9.135	5,2%	9.135	5,2%	0	-	9.135	5,2%
GÁS DE COQUERIA	341	4,7%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	2.503	4,4%	2.843	4,5%	0	-	2.843	4,5%
COQUE DE CARVÃO MINERAL	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	14.634	4,4%	14.634	4,4%	0	-	14.634	4,4%
ELETRICIDADE	7.114	15,2%	15.365	4,3%	11.952	5,8%	4.673	3,2%	1.969	2,3%	243	5,0%	26.202	3,3%	67.518	4,7%	0	-	67.518	4,7%
CARVÃO VEGETAL	0	-	73	-13,0%	86	-0,9%	0	-	9	2,1%	0	-	6.551	3,4%	6.719	2,8%	0	-	6.719	2,8%
ÁLCOOL ETÍLICO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	24.408	9,3%	0	-	24.408	9,3%	1.384	6,1%	25.792	9,1%
ALCATRÃO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	190	4,5%	190	4,5%	407	4,4%	597	4,4%
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	9.679	6,2%	8.202	2,1%	436	3,5%	456	1,2%	7.914	2,7%	101.018	4,1%	17.032	2,4%	144.736	3,8%	22.877	2,6%	167.613	3,6%
ÓLEO DIESEL	2.150	8,2%	0	-	2	-14,8%	5	2,2%	7.797	2,7%	59.304	4,4%	1.284	3,4%	70.541	4,3%	0	-	70.541	4,3%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	484	0,0%	0	-	22	1,4%	8	2,0%	91	2,1%	2.278	8,0%	3.548	2,0%	6.430	3,5%	0	-	6.430	3,5%
GASOLINA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	33.290	3,1%	0	-	33.290	3,1%	0	-	33.290	3,1%
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	31	8,2%	8.202	2,1%	412	3,8%	443	1,2%	26	2,1%	0	-	1.054	2,6%	10.168	2,2%	0	-	10.168	2,2%
NAFTA	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	7.657	0,0%	7.657	0,0%
QUEROSENE	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	6.147	5,1%	3	1,3%	6.150	5,1%	8	0,0%	6.158	5,1%
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	7.014	6,3%	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	11.142	2,4%	18.157	3,8%	1.723	11,0%	19.879	4,2%
PRODUTOS NÃO-ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	13.490	3,6%	13.490	3,6%

Fonte: EPE

III – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados os estudos para a definição de um cenário para a expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal, de forma a subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica visando garantir o abastecimento adequado do crescimento da demanda de energia elétrica projetado para o sistema interligado do país.

A expansão da geração de energia elétrica para o horizonte decenal deve se dar de forma sustentável, atendendo aos critérios de segurança de suprimento e de minimização dos custos de expansão e operação esperados para o sistema eletroenergético.

Neste capítulo são também descritos os critérios metodológicos, bem como as premissas e diretrizes que orientaram as simulações das diversas alternativas de oferta para atender à demanda. Também é mostrado um resumo das disponibilidades das fontes de geração priorizadas para o atendimento ao crescimento de mercado no horizonte considerado.

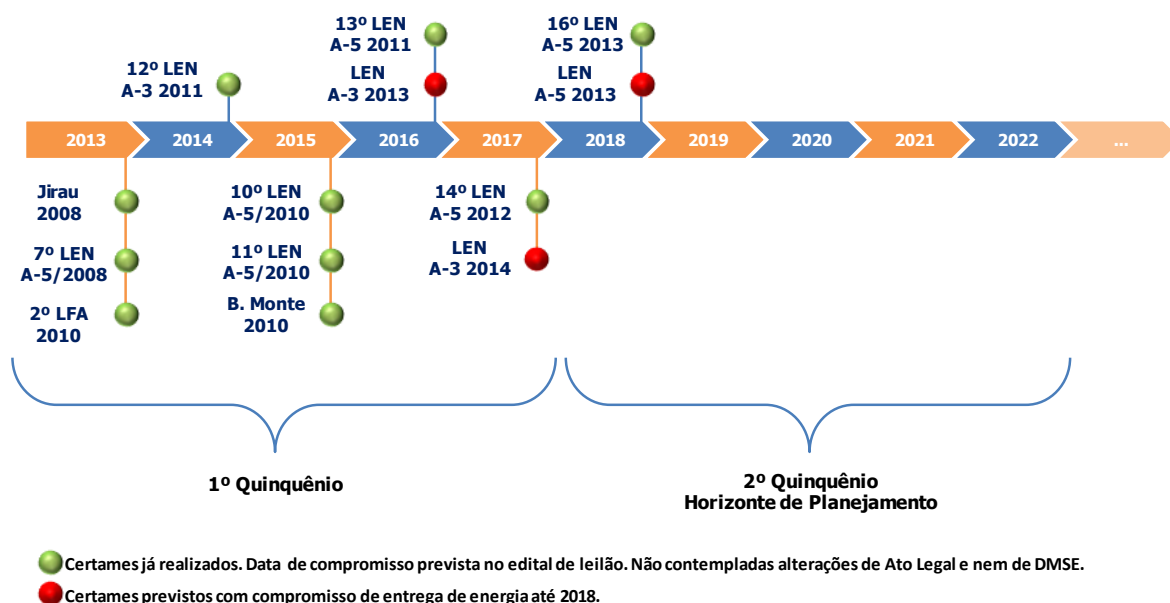
Como resultados principais são apresentados o plano indicativo de expansão do parque gerador com a participação das fontes, a expansão das interligações entre os subsistemas, os custos marginais de operação, os riscos de déficit de energia, os balanços de garantia física de energia e do atendimento à demanda máxima. Por fim, são apresentados os investimentos esperados correspondentes a este cenário de expansão da oferta de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

1. Introdução

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no SIN (já incorporados os ganhos de eficiência energética e desconsiderando-se a parcela da autoprodução) será de 3.060 MWmed no período 2013-2022. Desse montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 72,7%, ou 2.224 MWmed ao ano, enquanto os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá/Boa Vista crescem, em média, 836 MWmed ao ano neste período, representando 27,3%.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até agosto de 2013. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida, resultando, *a priori*, uma configuração de expansão até o ano de 2015, que não mais corresponde a um cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema no presente Plano. Para os anos de 2016 a 2018, o parque de geração está parcialmente definido, visto que já ocorreram alguns dos leilões A-5 para compra de energia proveniente de novos empreendimentos, porém ainda estão previstos leilões A-3 para os anos de 2013 e 2014 e mais um leilão A-5 para 2013. A Figura 3 ilustra o cronograma dos leilões que contrataram energia para suprimento ao acréscimo de carga previsto neste Plano Decenal e aqueles ainda previstos para este horizonte, sendo os cinco últimos anos objeto de estudos desse planejamento.

Figura 3 – Leilões de energia nova – contratação de 2013 a 2022



Fonte: Elaboração EPE

No que se refere à integração energética com outros países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos internacionais e empresas brasileiras vêm participando de estudos em países da América do Sul. A integração energética do Brasil com estes países proporcionará diversos benefícios compartilhados, como o aproveitamento da complementaridade dos regimes hidráulicos, por exemplo. A associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com fontes que geram energia renovável e de baixo custo, como é o caso das usinas hidrelétricas.

No Peru – país com potencial hidrelétrico de 180 GW, aproximadamente – existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas que totalizam cerca de 7 GW de capacidade instalada. O aproveitamento de Inambari, de 2,6 GW, é o que está em estágio mais avançado, com os estudos de inventário e viabilidade para construção da usina já concluídos. Esses estudos, que priorizam o atendimento à demanda local, indicam a possibilidade de exportação de energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos no estado de Rondônia.

Analisa-se a viabilidade de participação do Brasil, juntamente com a Bolívia, no projeto da hidrelétrica Cachoeira Ribeirão. Caso ocorra a associação entre os dois países, o estudo resultará em um empreendimento binacional, localizado a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, também apresentando potencial de exportação de excedentes de geração para o Brasil. O potencial hidrelétrico da Bolívia corresponde a 20,3 GW.

Guiana, Suriname e Guiana Francesa firmaram acordos com o governo brasileiro para o desenvolvimento de estudos que têm como propósito a implementação de três hidrelétricas, sendo duas na Guiana, no rio Mazaruni, e a terceira no Suriname, no rio Aper. A previsão é de que as três hidrelétricas juntas atinjam 3 GW. Os excedentes da energia produzida pelas hidrelétricas poderão ser importados pelo Brasil, por meio de interligações no estado de Roraima.

Entre Brasil e Argentina estuda-se a construção das hidrelétricas Garabi e Panambi, no rio Uruguai. Esses empreendimentos binacionais poderão vir a ter capacidade instalada total de 2,2 GW. Os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do rio Uruguai já foram concluídos e houve a assinatura dos contratos para o início dos estudos de viabilidade e projeto básico. A exploração energética do trecho do rio Uruguai entre Brasil e Argentina está prevista pelo Tratado para Aproveitamentos dos Recursos Hídricos Compartilhados dos Trechos Limítrofes do Rio Uruguai e de seu afluente, o Rio Pepiri-Guaçu, assinado pelos governos dos dois países em 1980, sendo que o primeiro projeto passou por diversas alterações em decorrência de questões relacionadas ao meio ambiente. A Argentina possui 40,4 GW de potencial hidrelétrico.

Além desses projetos, está em estudo a integração eletroenergética entre o Brasil e Uruguai para aproveitamento dos recursos disponíveis pelos dois países.

Todos os projetos acima indicados poderão ser viabilizados por meio de tratados internacionais entre o Brasil e os países vizinhos e à medida que os acordos se concretizarem, os estudos ambientais e os projetos de engenharia forem concluídos, as parcelas de energia excedente para exportação para o Brasil poderão ser incorporadas aos estudos de planejamento da expansão da oferta do setor elétrico brasileiro.

2. Sistema Existente

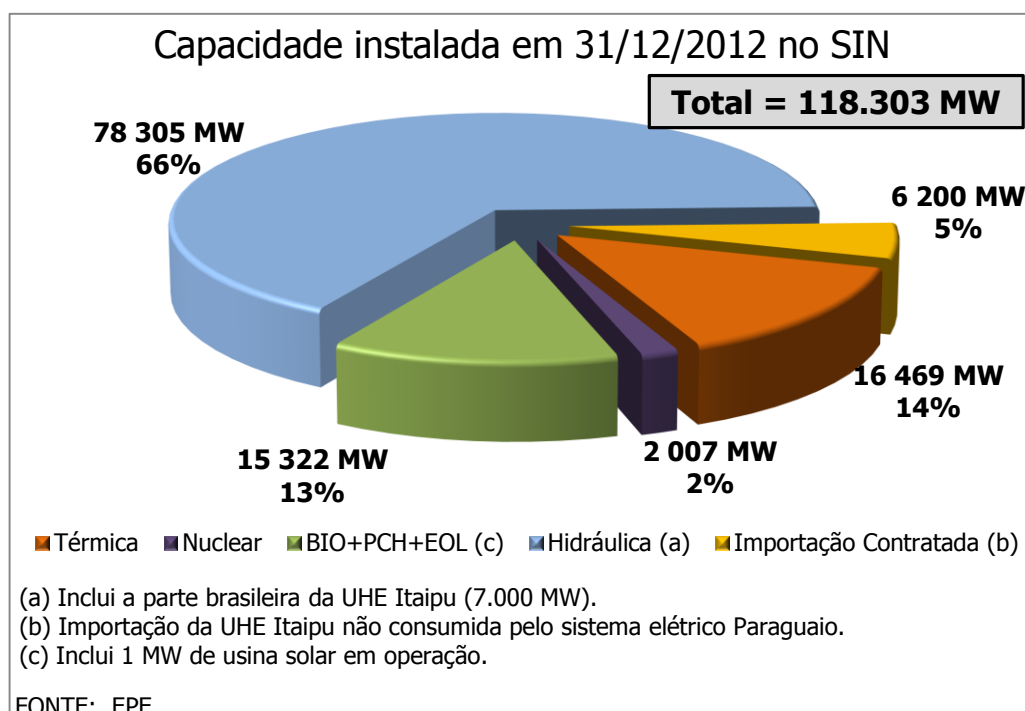
De acordo com dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL – BIG – a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 31/12/2012 era de cerca de 120,7 mil MW. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do SIN, mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução clássica³⁵, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

Considerando os dados do Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 [32], despachos e resoluções da ANEEL e as reuniões de acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico (DMSE) até dezembro de 2012, a capacidade instalada relativa aos empreendimentos de geração constantes do SIN, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 118,3 mil MW em 31/12/2012³⁶. A distribuição da capacidade instalada por tipo de fonte do parque gerador existente é apresentada no Gráfico 19.

³⁵ A autoprodução clássica corresponde à geração de energia elétrica para suprimento no próprio local da unidade consumidora, sem uso da rede elétrica de distribuição ou transmissão. Ela é representada nas simulações energéticas como abatimento da carga de energia. Desta forma, a autoprodução clássica não é explicitada nos totais de oferta de energia apresentados neste capítulo.

³⁶ Neste estudo foram desconsideradas as UTE Piratininga 1 e 2, Brasília, Carioba e Nutepa por estarem com suas licenças de operação comercial suspensa e sem perspectivas de retomada.

Gráfico 19 - Capacidade instalada por tipo de fonte em 31/12/2012



As usinas existentes dos sistemas isolados em 30/06/2012³⁷ totalizavam 3.136 MW de capacidade instalada [26]. A distribuição dessa capacidade por unidade de federação é mostrada na Tabela 42.

Tabela 42 – Capacidade instalada em 30/06/2012 nos sistemas isolados

UF	Hidráulica	Térmica	Total Instalado	Importação	Total Disponível
AC	0,0	35,8	35,8		35,8
AM	250,0	2.014,9	2.264,9		2.264,9
AP	78,0	267,3	345,3		345,3
MT	16,2	12,3	28,5		28,5
PA	0,0	168,0	168,0		168,0
PE	0,0	5,0	5,0		5,0
RO	0,0	90,8	90,8		90,8
RR	3,2	194,5	197,7	93,7	291,4
TOTAL (MW)	347,4	2.788,5	3.136,0	93,7	3.229,6
TOTAL (%)	11%	86%	97%	3%	100%

Nota: (1) Importação estimada de energia proveniente da Venezuela.

Fonte: Plano de Operação 2013 – Sistemas Isolados (Eletrobras). Relatório de cadastro de usinas de junho/2012 (Eletrobras)

3. Metodologia e Critérios

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resoluções do Conselho³⁸

³⁷ Devido a indisponibilidade de dados públicos relativos a capacidade instalada nos sistemas isolados em 31/12/2012, este PDE publica o último dado disponível.

³⁸ CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008.

determinam que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão (CME) e que o risco máximo de déficit permitido é de 5% em cada subsistema do SIN.

Dessa forma, ao simular a operação futura do referido parque gerador para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de ocorrência de déficit de energia, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%, considerando-se todos os cenários hidrológicos³⁹ simulados.

O valor adotado para o CME do PDE 2022 foi de R\$ 108,00/MWh⁴⁰. A metodologia adotada proporciona melhor estimativa do custo de expansão, pois incorpora, simultaneamente, as tendências de preço apresentadas pelo mercado e a quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminadas por ano de entrada em operação e por tipo de fonte.

A composição da oferta de geração teve como base os empreendimentos de geração com viabilidade técnica, econômica e socioambiental, em diversos estágios de desenvolvimento, porém com reais possibilidades de início de operação no horizonte do estudo.

As simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações foram realizadas utilizando-se o modelo NEWAVE⁴¹, com a consideração de 2.000 cenários hidrológicos.

Destaca-se que este Plano não foi elaborado considerando os mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço estabelecidos na Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013. As alterações em metodologias e modelos, em desenvolvimento na época de elaboração deste Plano, serão incorporadas aos estudos do próximo ciclo de planejamento. Os impactos no planejamento decorrentes da aplicação desta metodologia podem ser avaliados nos documentos divulgados pela Comissão Permanente de Acompanhamento de Modelos de Planejamento – CPAMP⁴² [28] e também na Audiência Pública nº 086/2013 da ANEEL [29].

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.100,00/MWh [30] e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais⁴³.

³⁹ Cenários hidrológicos são possíveis realizações do processo estocástico de aflúências; ao longo de todo horizonte de planejamento. O conjunto (árvore) de cenários representa todo o universo probabilístico sobre o qual é efetuado o processo de otimização da operação energética.

⁴⁰ O CME foi inferido a partir da aplicação da metodologia apresentada na NT EPE-DEE-RE-091/2011-r0, considerando como data base o mês de julho de 2012. Esta metodologia toma por base os preços das negociações realizadas nos leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas ao longo dos últimos cinco anos, corrigidos monetariamente e ponderados conforme a demanda contratada. Foram estimados preços de referência por tipo de fonte energética e considerada a expansão da oferta de energia indicada para o segundo quinquênio do PDE 2021.

⁴¹ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, os estudos foram elaborados com a versão 17 deste modelo, última versão validada em Força Tarefa – Newave, sob coordenação do ONS e CCEE, à época da elaboração deste capítulo.

⁴² Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, instituída pelo MME, por meio da Portaria nº 47/2008, visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE, em atendimento às determinações firmadas na Resolução CNPE nº 1, de 2007.

⁴³ Adotou-se como referência a taxa de 8% ao ano, em termos reais, coerente com o valor considerado para o cálculo do custo médio de geração de longo prazo no PNE 2030.

4. Diretrizes e Premissas

Para fazer frente ao seu crescimento econômico, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial de energéticos, com destaque para as fontes renováveis de energia (o potencial hidráulico, vento, biomassa e sol).

A principal diretriz deste Plano foi a priorização da participação dessas fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, tendo em vista o compromisso brasileiro para redução da emissão de gases de efeito estufa, estabelecido na Lei nº 12.187 de 29/12/2009 e regulamentado por meio do Decreto nº 7.390 de 09/12/2010.

Premissas gerais para a expansão da geração

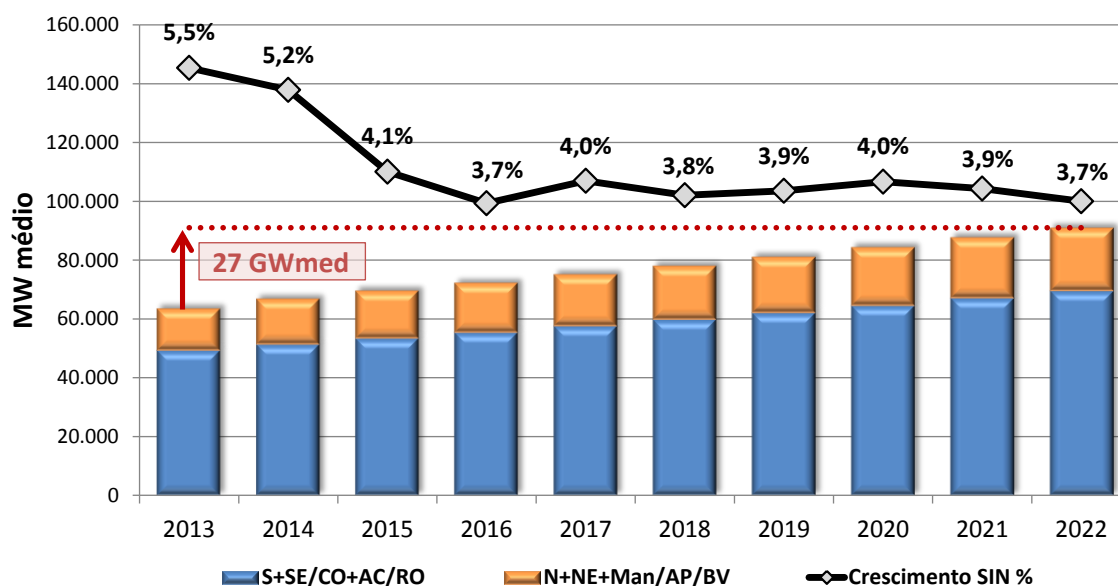
As análises referentes ao sistema de geração foram realizadas considerando as projeções de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e Acre/Rondônia no período 2013-2022. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e já incluem as perdas elétricas na rede transmissora. As informações referentes aos sistemas Manaus, Amapá e Boa Vista foram consideradas a partir de suas datas de interligação ao SIN.

A expansão proposta neste Plano trata apenas do SIN e incorpora os sistemas isolados que serão interligados no horizonte deste estudo. A expansão dos sistemas isolados sem previsão de interligação é feita de acordo com as disposições do Decreto Nº 7.246/2010, que determina a realização de licitações para atendimento ao mercado dessas localidades.

A projeção dos valores anuais de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia, Sul, Nordeste, Norte, Manaus/Amapá e Boa Vista é apresentada no Capítulo II e resumida a seguir.

O crescimento médio anual da carga de energia do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 3.000 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 4,2% ao ano. O Gráfico 20 apresenta a evolução anual da carga de energia elétrica do SIN, distinguindo a participação das regiões S+SE/CO+AC/RO e N+NE+Man/AP/BV, e a taxa média de crescimento anual.

Gráfico 20 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN



FONTE: EPE.

O crescimento de mercado na região Norte em 2013 e 2014 é decorrente da incorporação das cargas dos sistemas elétricos de Manaus e Macapá, cuja interligação ao SIN é considerada em junho de 2013⁴⁴. A contribuição da carga de Boa Vista à região Norte é de 89 MWmed, em média, no ano 2015, quando está prevista sua interligação ao SIN.

Atualmente, a região de Boa Vista é atendida, em parte, pela importação de energia da Venezuela. Apesar de o contrato de suprimento com o país vizinho continuar válido após a interligação ao SIN, conservadoramente, optou-se por não considerar esse intercâmbio internacional nas simulações.

Em relação à demanda máxima de potência, a distribuição do crescimento entre as regiões é semelhante à da demanda de energia. Como apresentado no Capítulo II, a demanda agregada do SIN não corresponde à soma das demandas de potência dos subsistemas, devido à não simultaneidade das ocorrências. Assim, o sistema de geração deverá se expandir para atender a um crescimento médio anual de cerca de 4.000 MW⁴⁵ no SIN, o que representa um acréscimo médio de aproximadamente 4,2% a.a., totalizando 40.000 MW de expansão ao longo do período decenal.

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada integrada ao parque gerador simulado. Assim, para manter a coerência com a premissa adotada, os suprimentos previstos de energia à ANDE⁴⁶ e o consumo interno da usina Itaipu, que são da ordem de 650 MWmed em 2013 e crescem a uma taxa média de cerca de 10% a.a., foram acrescentados à carga total usada nas simulações. Observa-se que essa projeção já incorpora uma estimativa de expansão adicional da carga do sistema paraguaio, que deverá ocorrer devido ao reforço do seu sistema de transmissão.

Face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga, o SIN é hoje dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Para melhor representação da

⁴⁴ Premissa vigente à época da realização dos estudos.

⁴⁵ Projeção de crescimento médio no período 2013-2022.

⁴⁶ Administración Nacional de Electricidad, autarquia responsável pela operação e planejamento do sistema elétrico paraguaio.

interligação da Usina Binacional de Itaipu, esta foi simulada em um subsistema à parte (subsistema Itaipu).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi dividido em dois: um composto por todas as usinas hidrelétricas que compõem a bacia do Rio Paraná e outro com as demais UHE – conectados entre si sem restrições de intercâmbio. Esta representação melhora a modelagem de acoplamento hidráulico⁴⁷ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com o subsistema Itaipu.

No horizonte deste Plano considera-se ainda a interligação de três sistemas que atualmente estão isolados: Manaus, Amapá e Boa Vista. No âmbito deste estudo, esses sistemas foram considerados como um subsistema adicional, conectado ao subsistema Norte⁴⁸. Considerando as datas previstas para a entrada em operação das interligações, representou-se a partir de junho de 2013 os sistemas Manaus e Amapá e a partir de fevereiro de 2015 o sistema de Boa Vista. Com a inauguração dessas interligações, todas as capitais do Brasil farão parte do SIN. Além disso, essas interligações viabilizam a construção de hidrelétricas em rios localizados na margem esquerda do rio Amazonas, cujo regime hidrológico é praticamente complementar ao do resto do país.

Adicionalmente, de forma a melhor representar a operação da usina Belo Monte, que consta do cronograma de expansão deste Plano, este aproveitamento hidrelétrico irá compor um subsistema à parte, que será conectado ao subsistema Norte a partir de abril de 2016. Destaca-se que a casa de força complementar tem a entrada em operação prevista para março de 2015, um ano antes da casa de força principal.

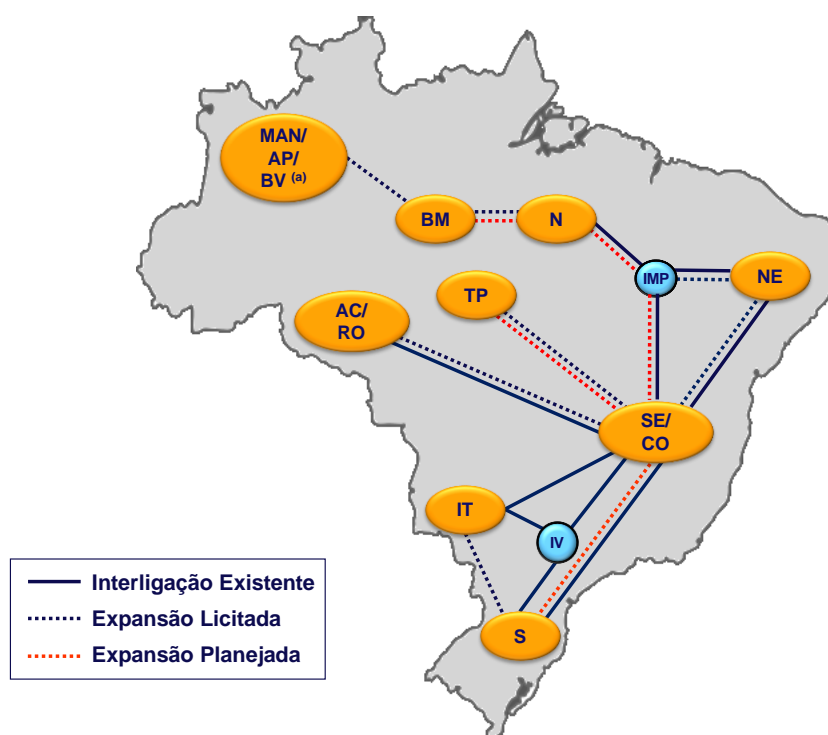
Da mesma forma, as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, que constam do cronograma deste Plano, irão compor um novo subsistema denominado Teles Pires/Tapajós, que será conectado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2015.

A interligação elétrica entre subsistemas de diferentes características sazonais, e com predominância de fonte hídrica, possibilita maior flexibilidade nos intercâmbios de energia, o que permite um melhor aproveitamento das especificidades de cada região, a partir da operação integrada. Esta operação proporciona ganhos sinérgicos e aumenta a confiabilidade de suprimento, além de reduzir o custo total de operação do sistema.

A Figura 4 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o horizonte decenal.

⁴⁷ Conforme recomendado no “Relatório de Validação do Modelo Newave Versão 15.5.4” de agosto de 2010 pela Força Tarefa – Newave, com coordenação do ONS e CCEE e participação dos agentes do setor, da EPE e Cepel.

⁴⁸ Para fins de simulação energética, a conexão do subsistema de Manaus, Amapá e Boa Vista ao subsistema Norte passará pelo subsistema Belo Monte (subestação de Xingu), conforme será detalhado do diagrama esquemático da Figura 4.

Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas

(a) Foi licitada a interligação entre Manaus e Boa Vista, que será integrada a região Norte, e está em estudo a expansão do sistema de geração de Roraima através da construção de usinas hidrelétricas nesta região.

Legenda			
SE/CO -	Sudeste/Centro-Oeste	IT -	Itaipu
S -	Sul	AC/RO -	Acre/Rondônia
NE -	Nordeste	BM -	Belo Monte
N -	Norte	TP -	Teles Pires/Tapajós
MAN/AP/BV -	Manaus/Amapá/Boa Vista	IMP -	Imperatriz
IV -	Ivaiporã		

Fonte: EPE

A expansão ou antecipação de troncos de transmissão das interligações foi utilizada para permitir trocas de energia entre os subsistemas, de modo que todas as regiões apresentem condições de suprimento que atendam aos critérios estabelecidos pelo CNPE. Os resultados aqui apresentados indicam a necessidade de estudos específicos para viabilizar a expansão nos prazos e montantes demandados pelos estudos energéticos. As perdas de energia nas interligações foram consideradas como sendo de 3% e já estão incorporadas nas previsões de carga de energia elétrica dos subsistemas.

As simulações realizadas tiveram como ponto de partida o mês de maio de 2012⁴⁹. Os valores percentuais, em relação à capacidade máxima, dos armazenamentos iniciais dos reservatórios de acumulação que compõem o sistema eletroenergético, verificados em 30/04/2012, foram de: 75,8 para Sudeste/Centro-Oeste, 28,8 para o Sul, 80,1 para o Nordeste e 99,4 para o Norte.

Para fins de elaboração dos estudos de expansão da geração deste PDE, considerou-se como sistema existente o conjunto de aproveitamentos que formavam o parque gerador hidrelétrico e termelétrico em operação em 30/04/2012 conforme dados do Programa Mensal da Operação – PMO de maio de 2012, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

⁴⁹ Final do período úmido para as principais bacias simuladas.

A configuração de referência da geração foi obtida considerando as condições iniciais do SIN, a projeção de mercado, as premissas conjunturais estabelecidas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e pelo Grupo Executivo do PAC, a expansão da geração hidrotérmica e a evolução dos intercâmbios regionais. Os seguintes aspectos foram considerados:

- A geração hidrotérmica incremental foi elaborada respeitando-se os programas de obras decorrentes dos leilões de compra de energia nova, já realizados, e as informações do acompanhamento dos cronogramas de obras realizados no âmbito do CMSE;
- As datas previstas para entrada em operação das hidrelétricas foram obtidas em consonância com os prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento do projeto e de licenciamento ambiental, até o início de operação da primeira unidade geradora, considerando inclusive os prazos do processo de licitação vigente no Setor Elétrico;
- Para as usinas já contratadas e não despachadas centralizadamente pelo ONS – usinas eólicas, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, não simuladas individualmente no modelo NEWAVE – foi considerada uma expectativa de geração⁵⁰;
- O desenvolvimento das usinas eólicas, a biomassa com CVU nulo e pequenas centrais hidrelétricas foi planejado respeitando, além do potencial econômico destas fontes renováveis de geração, sua distribuição geográfica de acordo com os recursos naturais de cada região do país, bem como o limite de aquisição de energia estabelecida na regulamentação para os leilões A-3;
- Os limites de intercâmbios entre os subsistemas foram expandidos considerando os seus benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente às alternativas de expansão das fontes energéticas regionais.

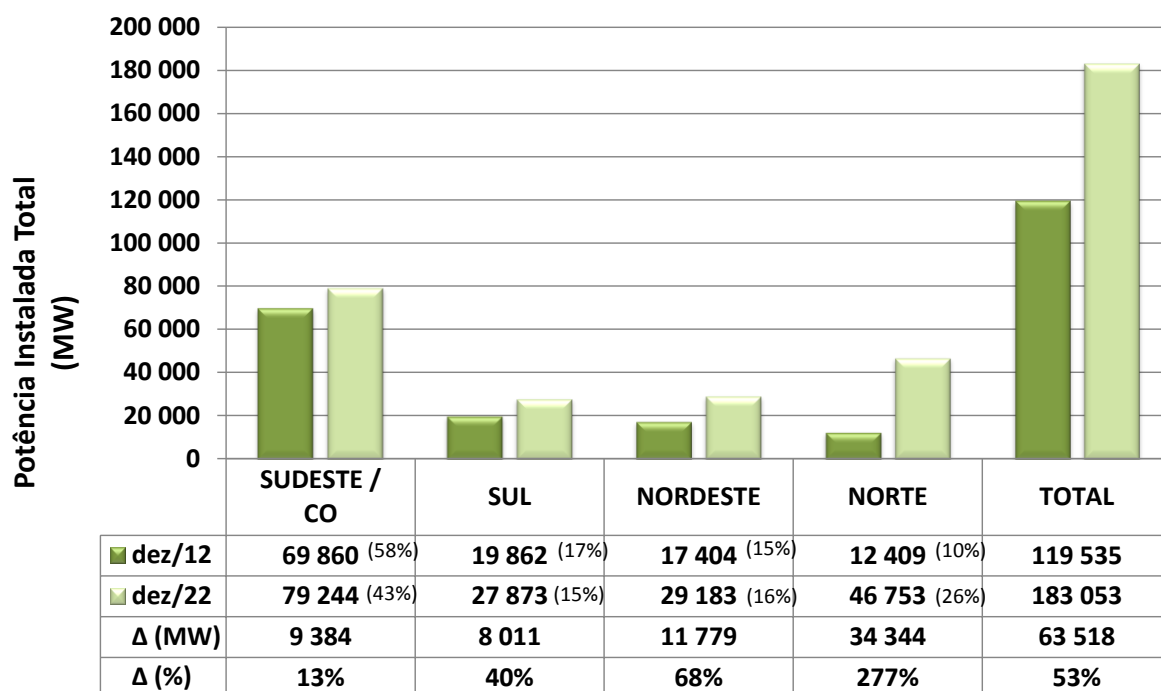
Para a obtenção do equilíbrio entre oferta e demanda, respeitando os critérios econômicos e de segurança, foram consideradas informações sobre as próximas licitações de usinas com estudos de inventário aprovados e em estágio de conclusão dos estudos de viabilidade, bem como uma análise do potencial de geração por meio de energias renováveis, como apresentado a seguir.

5. Expansão da Geração

A expansão da capacidade instalada do SIN, desagregada ainda por regiões, é apresentada no Gráfico 21, onde se mostram os valores para o final de 2012 e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de 2022. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual das regiões.

Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2012 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá. Para efeito de análise, neste documento, os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV), Belo Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós (TP) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste.

⁵⁰ Para usinas não simuladas individualmente no NEWAVE e já contratadas, a representação da geração segue critério das Resoluções Normativas da ANEEL Nº 440, de 5 de julho de 2011 e Nº 476, de 13 de março de 2012.

Gráfico 21 – Participação regional na capacidade instalada do SIN

Fonte: EPE.

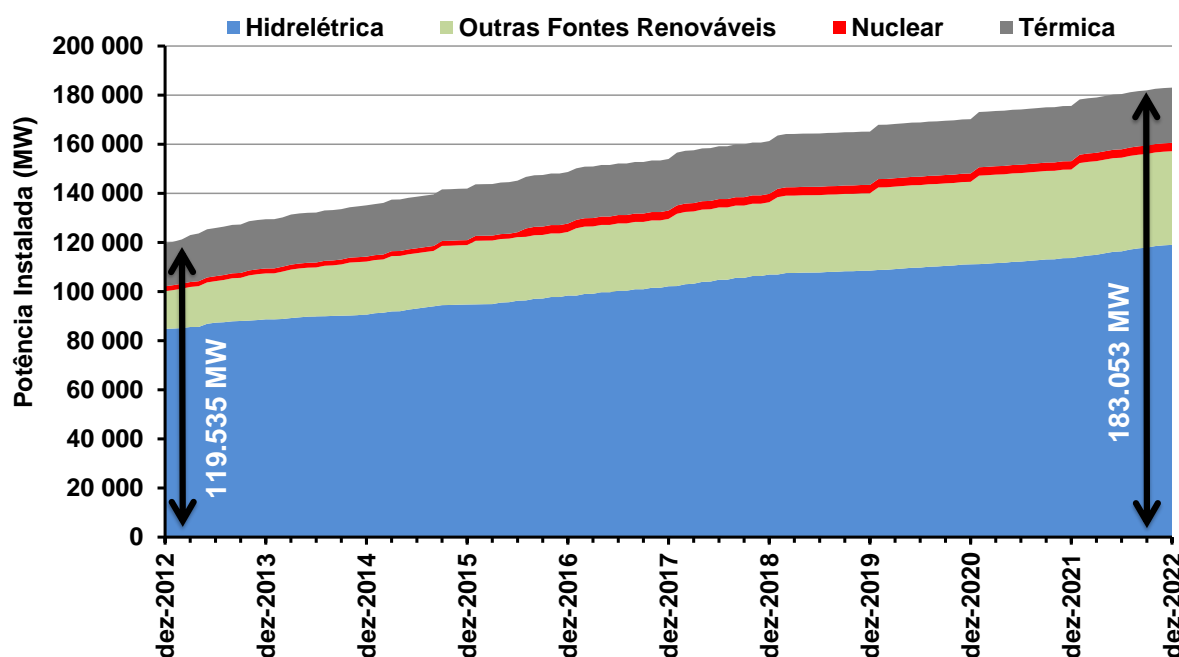
Notas: (a) Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.
(b) Considera a capacidade já em operação comercial nos sistemas isolados que serão interligados ao SIN no horizonte do estudo.

Neste gráfico se destaca a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, no início de 2013, para 26% da capacidade instalada no SIN, em 2022, totalizando 34.344 MW de expansão. Em contrapartida, nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 58% para 43% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 9.384 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada agregará 63.518 MW ao SIN, representando um acréscimo de 53% na oferta de eletricidade.

O Gráfico 22 ilustra a evolução⁵¹ da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 120 GW em dezembro de 2012 para cerca de 183 GW no final de 2022, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

⁵¹ Para os projetos que completam sua motorização ao longo de vários anos, foi considerada a motorização parcial para o cálculo da evolução da capacidade instalada.

Gráfico 22 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN



FONTE: EPE.

Nos itens a seguir são apresentados os principais dados dos empreendimentos considerados, divididos em projetos já contratados e em implantação e os empreendimentos indicativos do parque gerador planejado.

5.1 Parque gerador contratado e em implantação

Na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, o Brasil realiza, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência.

Este processo faz com que haja um parque de geração já totalmente contratado e em implantação com usinas que deverão entrar em operação entre 2013 e 2015⁵², além de um parque parcialmente contratado entre 2016 e 2018, oriundo dos leilões ocorridos em 2011, 2012 e 2013 – os leilões A-5 e o leilão específico para a compra da energia da UHE Belo Monte. Essas usinas, portanto, não mais são objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste Plano..

O elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e já contratadas foi considerado como oferta inicial deste Plano, com as datas consolidadas pelo CMSE.

Os empreendimentos contratados no PROINFA foram modelados de acordo com o cronograma de tendência de entrada em operação avaliado mensalmente pelo DMSE. Ressalta-se que o DMSE encerrou o acompanhamento da data de entrada em operação comercial desses empreendimentos, de acordo com o seguinte balanço:

⁵² Composto por usinas vencedoras dos leilões de compra de energia nova, de reserva e de fontes alternativas realizados de 2005 a 2013.

- 132 empreendimentos instalados até dezembro de 2011, sendo: 60 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 21 usinas termelétricas a biomassa (BIO) e 51 usinas eólicas (EOL), totalizando 2.889 MW;
- 12 empreendimentos rescindiram contrato, sendo: 1 usina PCH, 7 BIO e 4 EOL;
- 2 PCH foram classificadas como “sem previsão” e desconsideradas do estudo, em virtude da paralisação de suas obras devido à revogação de suas licenças de instalação.

A expansão hidrotérmica e de outras fontes renováveis (BIO, PCH e EOL) já contratadas e em construção, com previsão de entrada em operação comercial considerada neste Plano para os anos de 2013 a 2018, são apresentadas na Tabela 43 e na Tabela 44.

Tabela 43 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada e em construção de 2013 a 2018

Tipo	Região	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		Potência (MW)					
Biomassa	Sudeste/Centro-Oeste	693	99	0	0	100	397
	Sul	4	0	0	0	0	0
	Nordeste	78	0	0	0	0	350
	Norte	80	0	0	0	0	0
	TOTAL	855	99	0	0	100	747
PCH	Sudeste/Centro-Oeste	202	99	26	0	90	162
	Sul	229	25	0	0	30	68
	Nordeste	0	0	0	0	0	5
	Norte	0	19	38	0	33	30
	TOTAL	431	143	64	0	153	265
Eólica	Sudeste/Centro-Oeste	0	0	0	0	0	200
	Sul	330	565	174	526	528	400
	Nordeste	1763	2098	2362	1099	552	400
	Norte	0	0	0	58	203	0
	TOTAL	2.093	2.663	2.536	1.683	1.283	1.000
TOTAL		3.379	2.905	2.600	1.683	1.536	2.012

Notas: (1) Os valores da tabela indicam o acréscimo de potência instalada entre os meses de janeiro e dezembro de cada ano.
 (2) Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva.
 (3) Inclui os projetos sinalizados como sem impedimento para entrada em operação comercial pela fiscalização da ANEEL.

Fonte: EPE.

Tabela 44 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2013 a 2018

Ano ^(b)	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)	Projeto	Pot ^(a)
2013	UHE São Domingos	48			UTE Porto Pecém 2	360	UHE Jirau	3.750
	UHE Símplicio ^(d)	334			UTE Suape II	381	UTE Porto do Itaqui	360
	UHE Batalha	53					UTE Maranhão III ^(e)	499
							UTE Maranhão IV ^(e)	338
							UTE Maranhão V ^(e)	338
2014							UTE MC2 N Venécia 2 ^(e)	176
	UTE Baixada Fluminense	530	UHE Garibaldi ^(d)	175			UTE Mauá 3	583
2015					UTE Pernambuco 3	201	UHE Sto. Ant. do Jari ^(d)	370
							UHE Colider	300
							UHE Ferreira Gomes	252
							UHE Belo Monte	11.233
							UHE Teles Pires	1.820
2016			UHE São Roque	135			UHE Salto Apiacás	45
			UHE Baixo Iguaçu	350				
2017							UHE Cachoeira Caldeirão	219
2018	UNE Angra 3 ^(c)	1.405					UHE Sinop	400
Total		2.370		660		942		20.683

Notas: (a) Potência total do empreendimento, em MW. No caso de usinas cuja motorização total não ocorre dentro do ano indicado, esta potência não corresponde à potência incorporada no ano.
 (b) Ano esperado de início da operação do empreendimento segundo acompanhamento do DMSE – reunião de dezembro de 2012, salvo a inclusão das usinas vencedoras do 16º Leilão de Energia Nova (A-5/2013) e a alteração do cronograma da UTE Angra 3 (DMSE – reunião de maio de 2013).
 (c) A Portaria MME nº 980/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.
 (d) Usinas com casa de força complementar modelada como PCH.
 (e) Usinas localizadas geograficamente no Maranhão, porém representadas eletricamente no subsistema Norte.

Fonte: EPE.

5.2 Parque gerador planejado

5.2.1 Expansão hidrelétrica

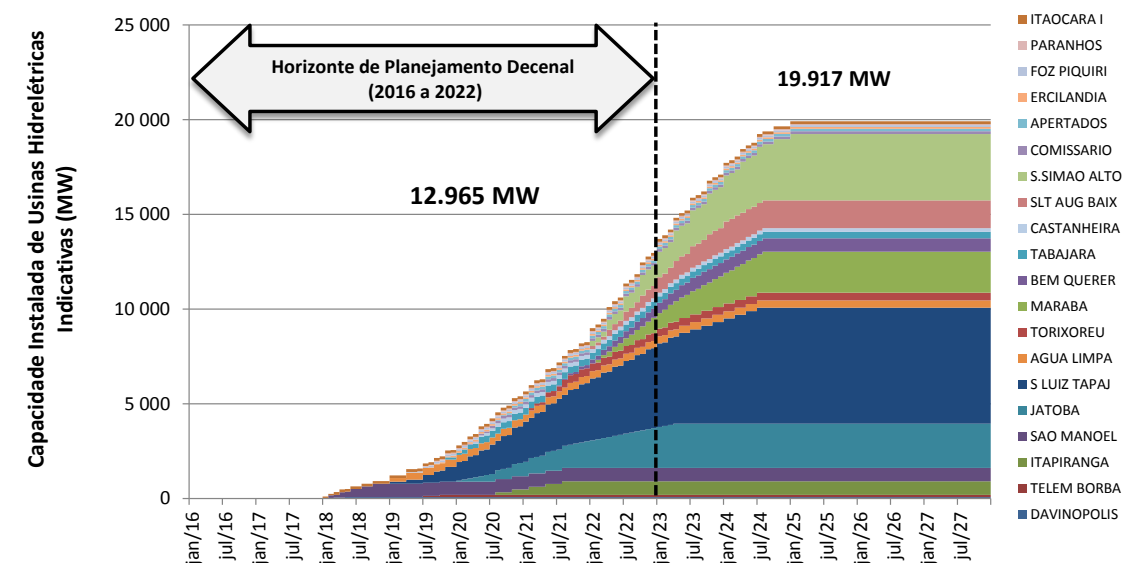
A expansão hidrelétrica planejada é composta por projetos indicativos cujos estudos estão em fase de conclusão. Os projetos já contratados e em implantação foram listados no item anterior. A Tabela 45 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2018 a 2022.

Tabela 45 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2018 a 2022

Entrada em Ano	Operação Mês	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
2018	Jan	UHE Itaocara I	Sudeste	145	RJ
	Fev	UHE São Manoel	Teles Pires	700	MT/PA
2019	Jan	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	PA
	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	MG/GO
	Abr	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96	PR
	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	PR
	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
2020	Jan	UHE Água Limpa	Das Mortes	380	MT
	Jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
	Mar	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	PR
	Ago	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
	Nov	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
2021	Abr	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
	Jan	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
2022	Jan	UHE Salto Augusto Baixo	Juruena	1.461	MT/AM
	Jan	UHE São Simão Alto	Juruena	3.509	MT/AM
	Fev	UHE Marabá	Tocantins	2.160	PA/AM
	Fev	UHE Torixoréu	Araguaia	408	MT/GO
TOTAL				19.917	

Nota: Potência total do empreendimento.
 Fonte: EPE.

Os projetos hidrelétricos indicados neste Plano, que compõe o parque gerador no decênio que se encerra em 2022, somam 19.917 MW. No entanto, devido ao longo período de motorização de alguns empreendimentos de grande porte, esta capacidade total deverá estar disponível para atendimento ao SIN no ano de 2025, como mostra o Gráfico 23, acrescentando 12.965 MW até dezembro de 2022.

Gráfico 23 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas (MW)

FONTE: EPE.

As usinas hidrelétricas São Luiz do Tapajós e Jatobá são consideradas estratégicas de interesse público, estruturantes e prioritárias para efeito de licitação e implantação, conforme Resolução CNPE Nº 3 de maio de 2011, e, por isso, foram consideradas no horizonte do Plano para expansão do sistema de geração.

Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado, como as usinas hidrelétricas Couto Magalhães (150 MW), Santa Isabel (1.087 MW) e Pai Querê (292 MW), não foram considerados no horizonte de estudo deste Plano, pois apresentam problemas específicos a serem resolvidos para o andamento da obra. Contudo, permanecem sendo fiscalizadas pela ANEEL e acompanhadas pelo planejador, podendo compor a configuração dos futuros Planos à medida que sejam equacionados os seus problemas.

Observa-se, em alguns casos, a indicação de mais de um empreendimento em um mesmo rio e com início de operação em datas próximas, reforçando-se a necessidade de uma ação integrada pelos empreendedores, em especial com relação à programação das obras, instalação de canteiros, datas de desvio do rio e enchimento do reservatório, que deverão atender às orientações específicas de cada projeto e à legislação vigente.

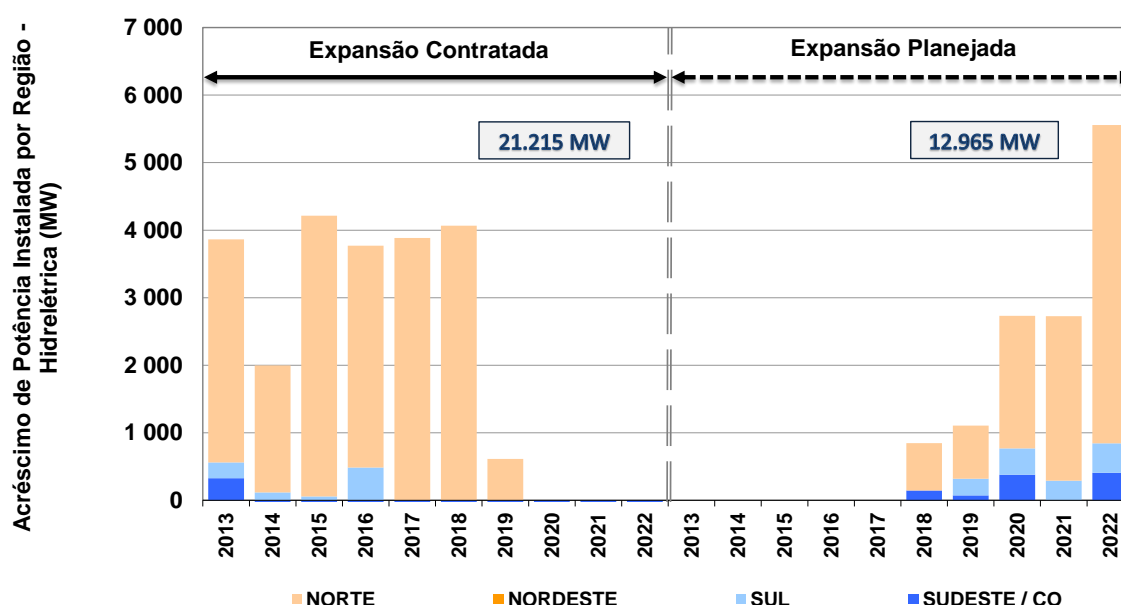
O Anexo I apresenta um diagrama esquemático das bacias hidrográficas que compõem o SIN com a representação de todos os projetos hidrelétricos constantes deste PDE 2022⁵³.

A capacidade de geração hidráulica, considerando a estimativa de contratação da UHE Itaipu, aumentará de 85 GW para 119 GW, aproximadamente, de 2013 até 2022. Na região Norte é onde ocorrerá a maior expansão hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, com destaque para a usina hidrelétrica de Belo Monte, cuja motorização deve levar três anos com a entrada em operação de 6 máquinas de 611,1 MW por ano. O Gráfico 24 apresenta a expansão

⁵³ Os diagramas apresentados no Anexo I foram elaborados de forma a representar, esquematicamente, a localização das usinas, apresentando a conectividade hidráulica entre os aproveitamentos.

hidrelétrica segregando a parcela já contratada da parcela indicada neste Plano⁵⁴. Como pode ser visto, grande parte do crescimento da demanda dos anos de 2018 a 2019 será atendida com usinas que já dispõem de contratos de concessão, principalmente, em função das características de alguns projetos com motorização plurianual, conforme mostrado anteriormente.

Gráfico 24 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica



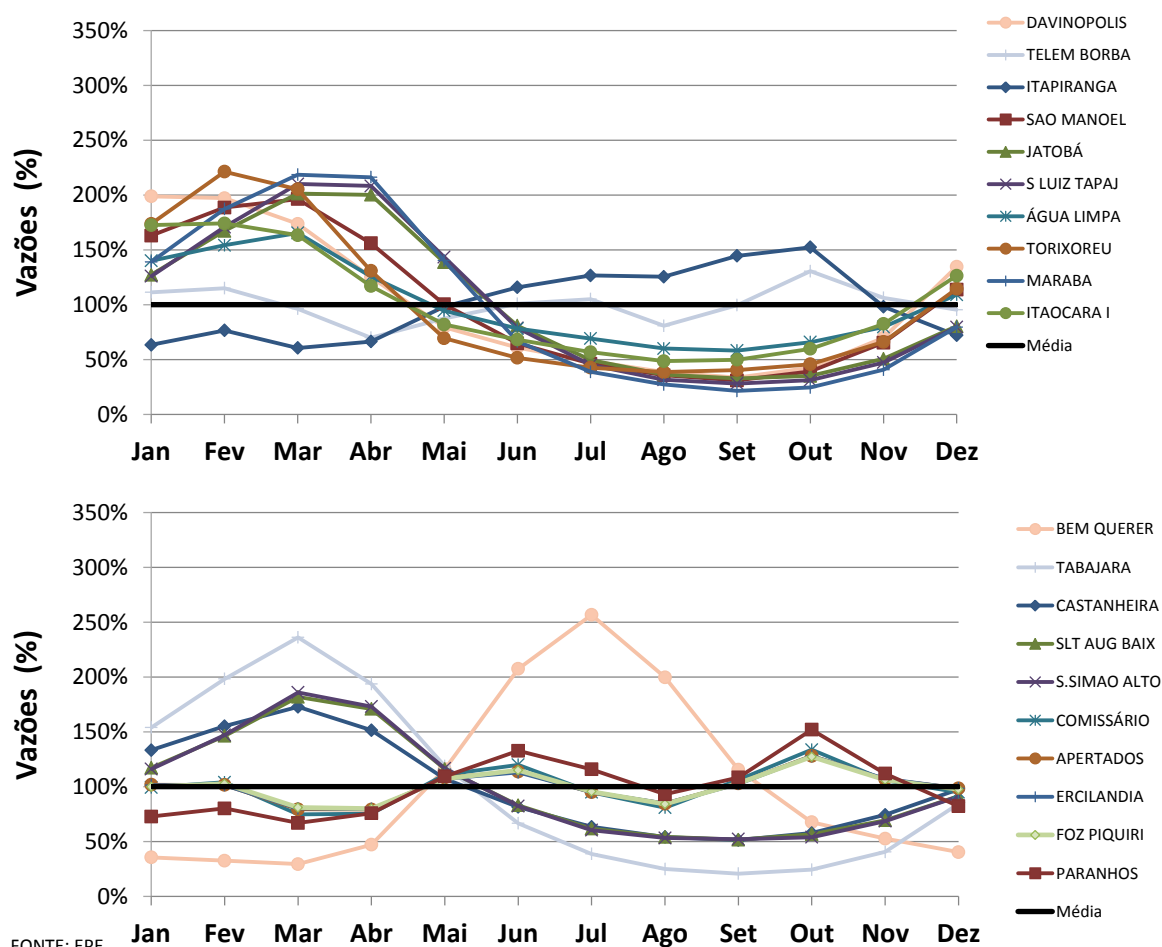
FONTE: EPE.

Considerando a grande participação hidrelétrica da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica dos projetos indicados neste Plano, localizados em diferentes regiões. O Gráfico 25 apresenta, para cada usina, a variação mensal da média de longo termo – MLT⁵⁵ em relação ao valor médio anual dessas energias⁵⁶.

⁵⁴ Ressalta-se que, na expansão contratada, é considerada a motorização de usinas que já estão em operação e a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

⁵⁵ Média das séries históricas das energias naturais afluentes observadas de 1931 a 2010.

⁵⁶ Vazões afluentes a cada reservatório transformadas em energias afluentes, considerando a produtividade das usinas hidrelétricas do subsistema analisado. Nesta análise, foi considerado o parque instalado no final do horizonte (2022).

Gráfico 25 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas

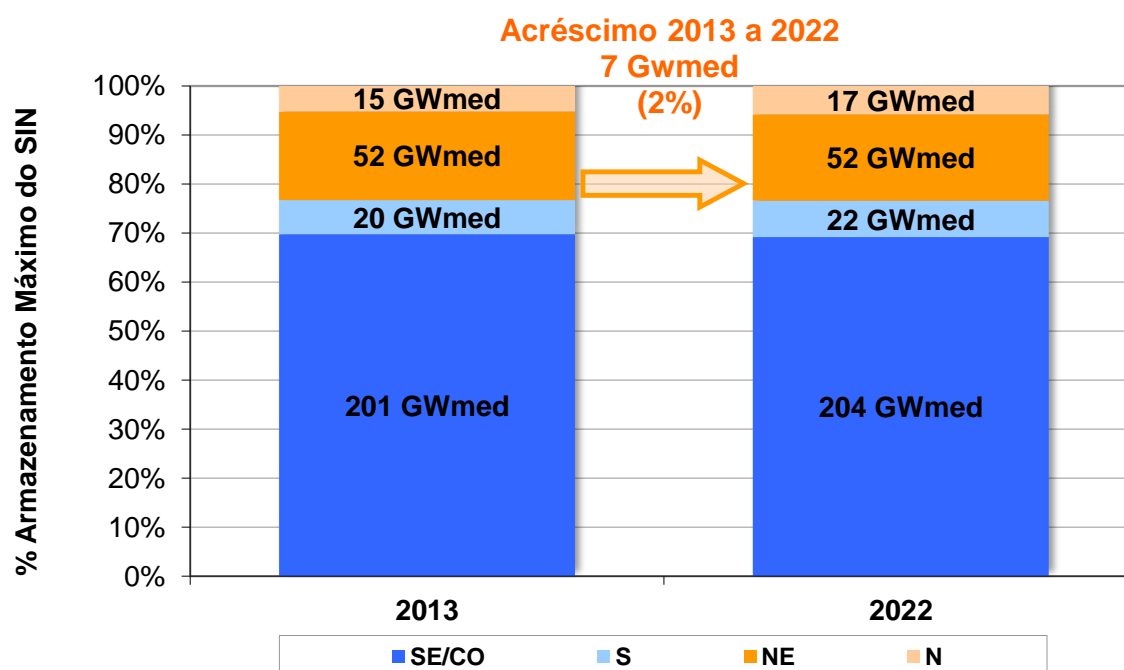
A complementaridade e sazonalidade das vazões afluentes às usinas podem ser notadas claramente, destacando-se os regimes hidrológicos do Sul que, apesar de irregulares, tendem a ser mais favoráveis no período de junho a outubro (a exemplo da UHE Itapiranga), sendo complementares às usinas do Sudeste/Centro-Oeste. Nas bacias da região amazônica também são observadas complementaridades, como visto entre as usinas de Marabá e Bem Querer, situadas, respectivamente, à margem direita e esquerda do Rio Amazonas. A UHE Marabá possui grandes cheias nos meses de março e abril, e período seco com vazões muito baixas, enquanto que a UHE Bem Querer possui vazões máximas de junho a agosto.

Por meio da análise das energias afluentes verificadas desde 1931 em cada subsistema, pode-se observar a incerteza hidrológica e sua variação entre os períodos úmidos e secos, a complementaridade entre regiões, a necessidade de reforços nas interligações e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões propiciada quando se dispõe de reservatórios de acumulação. Esses reservatórios, além de regularizarem as vazões, trazem outros importantes benefícios como o controle de cheias para proteger as comunidades e os bens a jusante, o aumento da piscicultura, o efetivo controle da qualidade da água dos rios e, um dos mais importantes do ponto de vista elétrico e ambiental, o funcionamento como estoque de energia para as outras fontes renováveis como a eólica, a biomassa e a solar, que não geram energia de forma constante.

De fato, quando a geração dessas fontes se reduz, seja por falta de vento, no caso das eólicas, na entressafra da biomassa, ou por baixa incidência de energia solar, a energia armazenada nos reservatórios permite que se aumente a geração hidráulica, colocando no mercado o montante anteriormente produzido. Essa é uma vantagem ímpar que o Brasil possui, em relação a outros países, os quais, não possuindo área para implantar reservatórios, fazem essa mesma operação com usinas que utilizam combustíveis fósseis, aumentando a emissão de gases de efeito estufa.

O Gráfico 26 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada nos reservatórios em cada região do país, no início e no final do horizonte do estudo.

Gráfico 26 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN



FONTE: EPE.

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam aproximadamente 70% do SIN no início de 2013, enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil.

Analisando a previsão de capacidade de armazenamento dos reservatórios ao final do ano de 2022, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 2% é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas, de 40%.

Uma parte da oferta hidrelétrica constante desta configuração agrega energia armazenável por adicionar produtividade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes. Portanto, devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais há indicação de apenas quatro usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante, para as quais, estima-se que, os prazos envolvidos no processo licitatório estão aderentes ao horizonte do PDE 2022.

Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’ água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.

As usinas hidrelétricas, que já compõem o maior conjunto de empreendimentos de geração do SIN, ainda apresentam grande potencial a ser explorado e suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos apontam que projetos importantes poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental que, normalmente, impõe estágios de desenvolvimento extensos.

Além desses projetos, há outros em estágios de desenvolvimento mais avançados. De fato, estudos de viabilidade de UHE aprovados ou com aceite da ANEEL superavam, em março de 2013, os 8.000 MW, conforme apresentado na Tabela 46. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia muito madura e seu preço médio nos últimos leilões de expansão do sistema tem sido baixo se comparado com as fontes disponíveis no país.

Tabela 46 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite

Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Desenvolvedor do Projeto	Situação	Ato ANEEL
Água Limpa	Mortes	MT	380,00	PCE/Energamp/Energética-Tech/Furnas/Alstom/Andrade Gutierrez/Eletronorte	EV em andamento	Desp. 592/09
Apertados	Piquiri	PR	135,50	BE/Desenvix	EV em andamento	Desp. 211/12
			139,00 ⁽¹⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.		Desp. 1138/12
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Desp. 2161/06
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	63,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3809/10
Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV	Desp. 2162/06
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	64,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 4771/11
			140 ⁽¹⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.		Desp. 1140/12
Comissário	Piquiri	PR	105,3	BE/Desenvix	EV em andamento	Desp. 2587/12
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	74,00	CEMIG/Neoenergia	EV em andamento	Desp. 4462/09
Ercilândia	Piquiri	PR	96,6	BE/Desenvix	EV em andamento	Desp. 257/12
			87,1 ⁽¹⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.		Desp. 1137/12
Estreito (Parnaíba)	Parnaíba	PI/MA	56,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3808/10
Foz do Apiacás	Apiacás	MT	230,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV em andamento	Desp. 1242/10
Foz do Piquiri	Piquiri	PR	96,08 ⁽¹⁾	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV em andamento	Desp. 1139/12
			101,2	BE – Empresa de Estudos Energéticos S.A.		Desp. 2596/12
Iraí	Uruguai	SC/RS	330,00	Companhia Energética do Uruguai – CEU	EV em andamento	Desp. 2302/11
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,00	Eletronorte/Camargo Corrêa	EV em andamento	Desp. 1141/12
Paranhos	Chopim	PR	62,50	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV em andamento	Desp. 2934/11
Pompéu	São Francisco	MG	209,10	Concremat/Andrade Gutierrez/CEMIG/EDP	EV em andamento	Desp. 009/12
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	276,00	Desenvix/Chesf/CNO/Engevix	EV em andamento	Desp. 2100/08
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	113,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV	Desp. 3344/12
São Manoel	Teles Pires	MT/PA	700,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV em andamento	Desp. 441/10

Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328,00	Consórcio Alcoa/Billinton/Camargo Corrêa/Eletronorte	EV em andamento	Desp. 3367/07
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	109,00	Promon Engenharia Ltda.	EV em andamento	Ofício 339/03/SPH
Uruçui	Parnaíba	PI/MA	134,00	Chesf/CNEC/Queiroz Galvão/ENERGIMP	EV em andamento	Desp. 239/07
Volta Grande Baixa	Chopim	PR	54,70	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV em andamento	Desp. 3166/11
Total	27 projetos		6.935,48			

Notas: (1) Para efeitos da simulação eletroenergética, foram consideradas as características técnicas cadastradas para o último Leilão.

(2) EV – EVTE aprovado pela ANEEL.

(3) EV em andamento – EVTE com aceite ou em análise pela ANEEL.

Fonte: Despachos ANEEL (30/08/2013).

5.2.2 Expansão termelétrica

O Gráfico 27 apresenta o acréscimo de usinas termelétricas para o horizonte decenal, onde se destaca a expansão da região Norte nos dois primeiros anos⁵⁷. Este gráfico não incorpora a geração termelétrica nuclear.

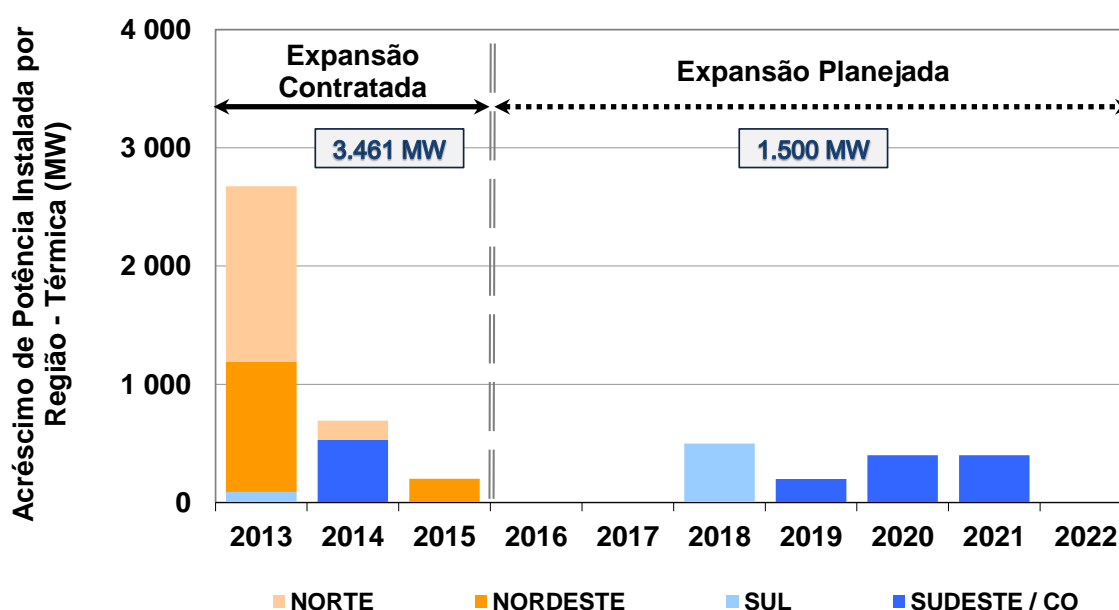
Em dezembro de 2012, a capacidade térmica instalada no SIN era de 17 GW, evoluindo até o final de 2015 para cerca de 21 GW devido à capacidade contratada nos leilões realizados até então. Vale destacar que, das usinas termelétricas que comercializaram energia nos leilões de energia nova de 2007 e 2008, além daquelas já excluídas no PDE 2021, foram desconsideradas 22 usinas da configuração térmica deste plano, das quais 15 tiveram suas outorgas de operação revogadas até janeiro de 2013. As 7 usinas remanescentes, que também foram desconsideradas neste estudo, não cumpriram com os contratos firmados nos referidos certames e constam como “sem previsão”⁵⁸, conforme deliberado pelo CMSE no segundo semestre de 2012. No total, foram excluídos aproximadamente 4.000 MW.

Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, optou-se por indicar a expansão do parque gerador, com termelétricas entre os anos de 2018 e 2021 totalizando 1.500 MW nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica está atrelada à disponibilidade de combustível e competitividade dos projetos nos futuros leilões para compra de energia nova. Para efeitos de simulação e apresentação dos resultados deste Plano, foram consideradas usinas a gás natural. Entretanto, em caso de inviabilidade deste combustível, outras fontes constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

⁵⁷ Dos empreendimentos considerados nesta região, destacam-se as usinas Maranhão IV, Maranhão V e Nova Venécia 2, que sofreram alteração de localização e de outras características técnicas, conforme RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA ANEEL Nº 3.032, DE 16 DE AGOSTO DE 2011 e PORTARIA MME Nº 105, DE 22 DE MARÇO DE 2013.

⁵⁸ Tais usinas possuem termos de intimação lavrados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG/ANEEL, os quais tem possibilidade de serem arquivados caso sejam atendidas as condições estabelecidas no DESPACHO Nº 4.111, DE 21 DE DEZEMBRO DE 2012 e no DESPACHO Nº 484, DE 26 DE FEVEREIRO DE 2013. Nesse caso, as usinas retornariam aos estudos de simulação de acordo com cronograma e demais especificações técnicas homologados pela ANEEL.

Gráfico 27 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica



FONTE: EPE.

No que se refere à geração termonuclear, a expansão no período decenal se dará pela implantação da usina de Angra 3. Esta usina, com capacidade instalada de 1.405 MW, cuja contratação já foi autorizada na modalidade de energia de reserva⁵⁹, está prevista para entrar em operação em junho de 2018, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

O fato de a expansão do parque gerador com usinas nucleares ter ficado restrita à usina de Angra 3 deve-se basicamente aos prazos necessários para a implantação de novas centrais. Estes prazos são da ordem de dez anos, contados a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas para a sua implantação. Ressalta-se que estão em desenvolvimento estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Assim, considerando o tempo de maturação de um projeto nuclear, a data provável para a participação efetiva desta fonte na expansão do sistema de geração ultrapassa o horizonte deste Plano. No entanto, o acompanhamento do desenvolvimento de novos projetos e da implantação de novas usinas ao redor do mundo, com perspectivas de avanços tecnológicos que levem à redução de prazos e de custos de implantação, devem prosseguir de modo que essa fonte possa vir a ser considerada em planos indicativos futuros.

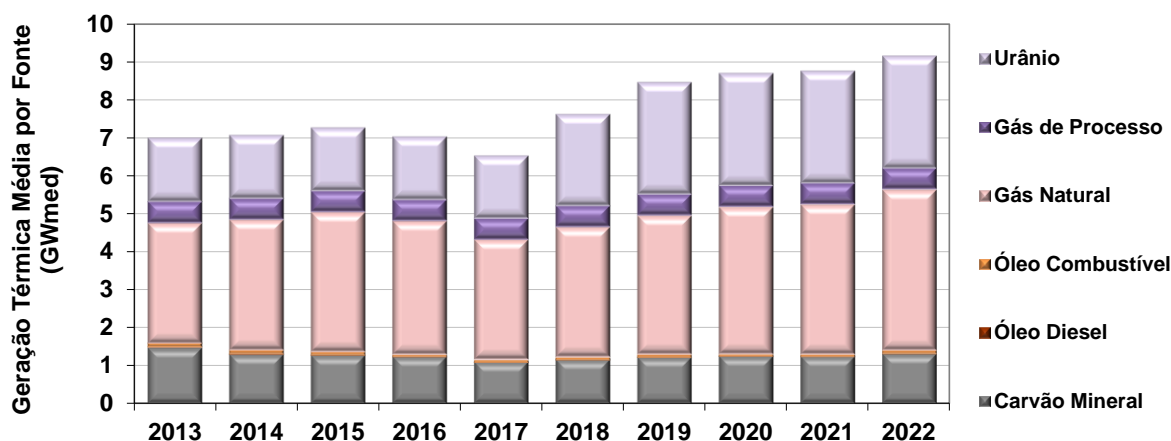
No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, as usinas térmicas que possuam flexibilidade operativa podem ficar muitos meses sem gerar energia⁶⁰, na medida em que o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis. A expectativa de geração de energia termelétrica neste horizonte de planejamento, considerando a expansão indicada e incluindo a geração das usinas nucleares, pode ser observada no Gráfico 28. Ressalta-se que esta expectativa retrata apenas os despachos realizados para atendimento energético, ou seja, quando essas usinas entram em operação

⁵⁹ A Portaria MME nº 980/2010 autorizou a contratação da UNE Angra 3 na modalidade de energia de reserva.

⁶⁰ Caso a usina possua inflexibilidade operativa, ou geração mínima obrigatória, tal restrição será respeitada, o que refletirá no seu perfil de geração.

por solicitação do ONS respeitando a ordem de mérito⁶¹ ou para cumprimento de sua geração mínima obrigatória.

Gráfico 28 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados



FONTE: EPE.

Para as usinas movidas a óleo diesel e óleo combustível, foram constatados valores muito baixos para os fatores de capacidade médios⁶², da ordem de 1% e 2%, respectivamente. Para as demais fontes, os resultados foram de 30% para as usinas a gás natural, de 40% para as usinas a carvão mineral (que, além de possuírem baixo custo variável unitário de geração – CVU, apresentam uma inflexibilidade operativa para manter as minas em funcionamento), de 87% para as centrais nucleares e de 82% para as usinas que utilizam gás de processo.

As alterações em metodologias e modelos, em desenvolvimento na época de elaboração deste Plano, poderão impactar no perfil da geração e serão incorporadas aos estudos do próximo ciclo de planejamento.

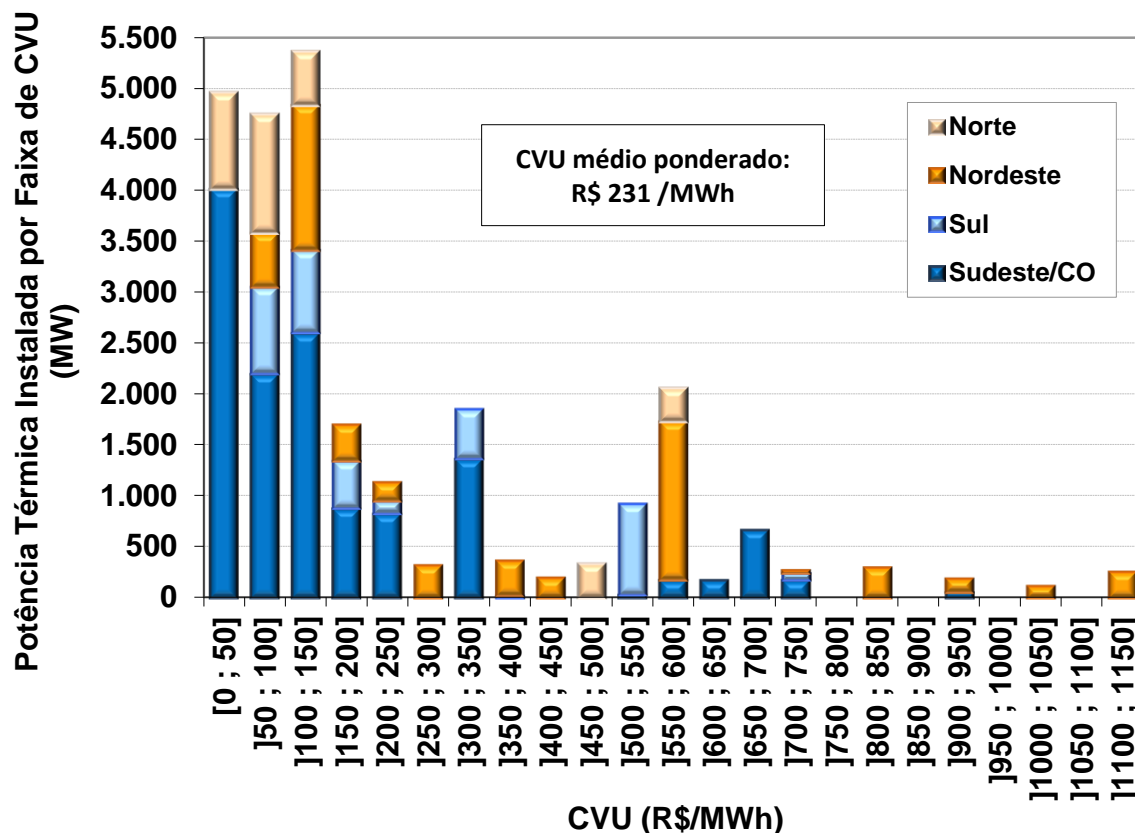
Os reduzidos fatores de capacidade médios, em especial para as termelétricas a óleo diesel e óleo combustível, contribuirão para atenuar as emissões de gases de efeito estufa. Isto significa que essas usinas desempenharão o papel de reserva e de segurança para o sistema, só devendo gerar em situações em que os reservatórios das hidrelétricas estejam em níveis muito baixos ou em situações especiais para atendimento à restrições elétricas da operação do SIN.

O Gráfico 29 ilustra a distribuição do potencial instalado no SIN, em dezembro de 2022, de usinas térmicas e nucleares classificado por CVU e por subsistema. As usinas nucleares, por possuírem baixos custos, são responsáveis pela alta capacidade instalada no sistema Sudeste/Centro-Oeste na primeira faixa de CVU (0 a 50 R\$/MWh). As usinas com CVU acima de 400 R\$/MWh são predominantemente movidas a óleo combustível e óleo diesel, que, além de caras, são bastante poluentes. Destaca-se que, quanto menor o CVU, maior será a probabilidade de despacho da usina termelétrica. Assim, essas análises permitem avaliar a localização dos blocos termelétricos que serão poupados de gerar nos cenários de melhor hidrologia.

⁶¹ O despacho por ordem de mérito é a geração das usinas quando seu custo variável unitário – CVU for inferior ao custo marginal de operação – CMO, ou seja, é o despacho de menor custo para o sistema.

⁶² Expectativa de geração com relação à potência instalada.

Gráfico 29 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema



FONTE: EPE.

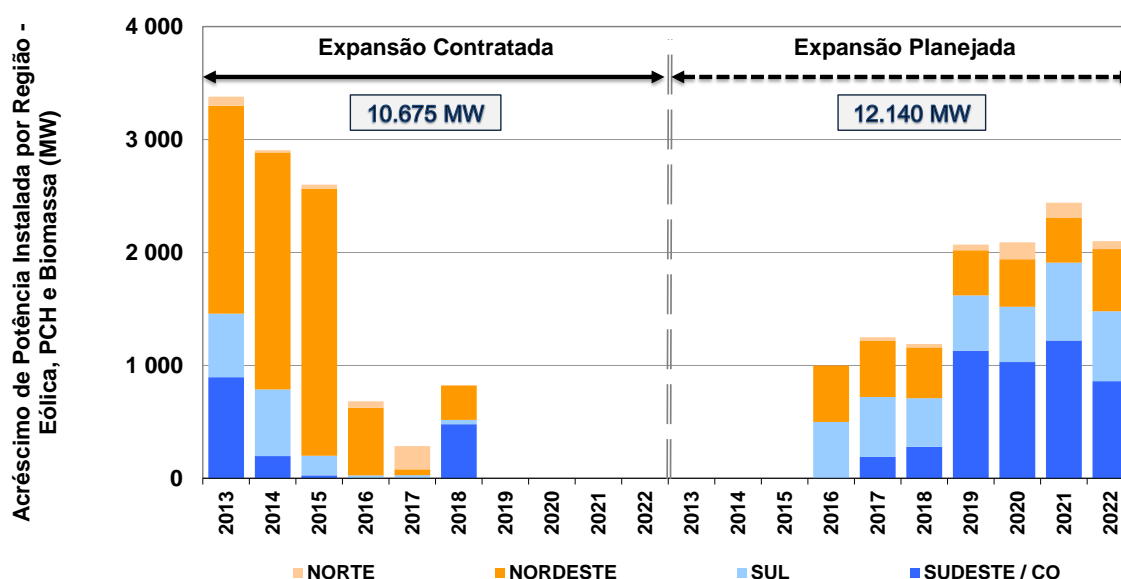
Nota.: Data de referência dos CVU: PMO de janeiro de 2013 (ONS).

O Anexo II apresenta a relação dos empreendimentos termelétricos que constam da configuração no ano de 2022.

5.2.3 Expansão de outras fontes renováveis

Em relação às outras fontes renováveis de geração (eólicas, PCH e termelétricas a biomassa), nota-se uma expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas. Os projetos que têm seus estudos e processos de construção e licitatórios acompanhados, fiscalizados e sinalizados como “verde”⁶³ pela ANEEL estão representados na expansão contratada. A Região Sudeste/Centro-Oeste mantém a maior participação dessas fontes ao longo do horizonte de tempo do estudo, como pode ser visto no Gráfico 30.

⁶³ Empreendimentos para os quais não existem impedimentos para entrada em operação (contrato de concessão assinado, licença ambiental de instalação vigente e obras civis iniciadas e não interrompidas).

Gráfico 30 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH e biomassa

FONTE: EPE.

No horizonte decenal existe um grande potencial de oferta de energia proveniente de fontes renováveis. Neste rol encontram-se basicamente dois grupos: as usinas hidrelétricas (UHE) e as outras fontes renováveis, destacadamente as PCH, usinas eólicas e térmicas a biomassa. Essas fontes poderão contribuir para manter a elevada participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, com preços competitivos e tecnologias que já se encontram em um grau de maturidade adequado.

A geração eólica é a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que as usinas eólicas atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado. Sua participação crescente na matriz de energia elétrica resultou de uma combinação de fatores relacionados ao cenário externo, ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, além de aspectos regulatórios, tributários e financeiros.

Ao contrário das usinas eólicas, as PCH observaram trajetória decrescente de competitividade nos leilões desde 2009. Por possuírem uma tecnologia madura, com custos unitários estáveis, as PCH não se mantiveram competitivas diante das significativas reduções de custo unitário da energia eólica. Além disso, é comum que as questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, preço da construção civil e custo do terreno apresentem complicadores à viabilização dos projetos de PCH.

As usinas térmicas a biomassa constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da oferta de geração. Nessa categoria, destacam-se os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço. Conforme apresentado no Capítulo VIII sobre a oferta de biocombustíveis, o potencial técnico de produção para o SIN de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, considerando apenas o bagaço, deve superar os 8,4 GW médios até 2022, dos quais 1,8 GW médio já foi contratado nos leilões e com início de suprimento até 2018. O potencial desta fonte está localizado principalmente nos estados de SP, GO, MG, MS e PR, portanto próximo dos maiores centros consumidores de energia. Cabe ressaltar

que os investimentos necessários para o desenvolvimento dessa fonte estão sujeitos à volatilidade do setor sucroalcooleiro, o que pode eventualmente inibir a ampliação da capacidade de geração, assim como a sua competitividade nos leilões com outras fontes, especialmente a eólica.

A energia solar no território brasileiro tem elevado potencial para sua conversão em energia elétrica, com irradiação global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano. Para efeito de comparação, nos países europeus que mais exploram esta fonte, como Alemanha e Espanha, os valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m²/ano. Apesar do grande potencial, os custos atuais dessa tecnologia são relativamente elevados. Porém, esses custos apresentam tendência de queda, principalmente na geração fotovoltaica, podendo tornar a fonte competitiva ainda no horizonte de planejamento deste estudo. Caso essa tendência seja concretizada, a energia solar poderá entrar na matriz de energia elétrica brasileira por duas rotas tecnológicas: a das centrais solares e a da geração distribuída.

As centrais solares, tanto fotovoltaicas como térmicas, são, atualmente, mais caras do que outras fontes de energia renováveis, como eólica ou hidráulica. Porém, é possível que nos próximos dez anos elas se tornem competitivas. Por conta disso, os editais dos leilões de energia nova A-3 e A-5 de 2013, previram a possibilidade de negociação de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade, para empreendimentos de geração a partir da fonte solar.

Quanto à geração distribuída, a resolução Aneel nº 482/2012 estabelece as diretrizes para micro e minigeração distribuída e cria o sistema de compensação de energia. Apesar de a resolução não se referir especificamente à energia solar, essa fonte será fortemente impactada por essa medida, permitindo, assim, a instalação de painéis solares em centros urbanos. Num primeiro momento, a geração distribuída não deve ter grande crescimento, devido à queda nas tarifas causadas pela MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Entretanto, mantendo-se a tendência de queda nos custos da tecnologia fotovoltaica, a sua viabilidade deve ser maior nos próximos anos.

A partir desse contexto, estimou-se a penetração da geração distribuída fotovoltaica no Brasil no horizonte decenal, conforme apresentada no capítulo 2. Ressalta-se que essa oferta já está considerada nas simulações como abatimento de carga.

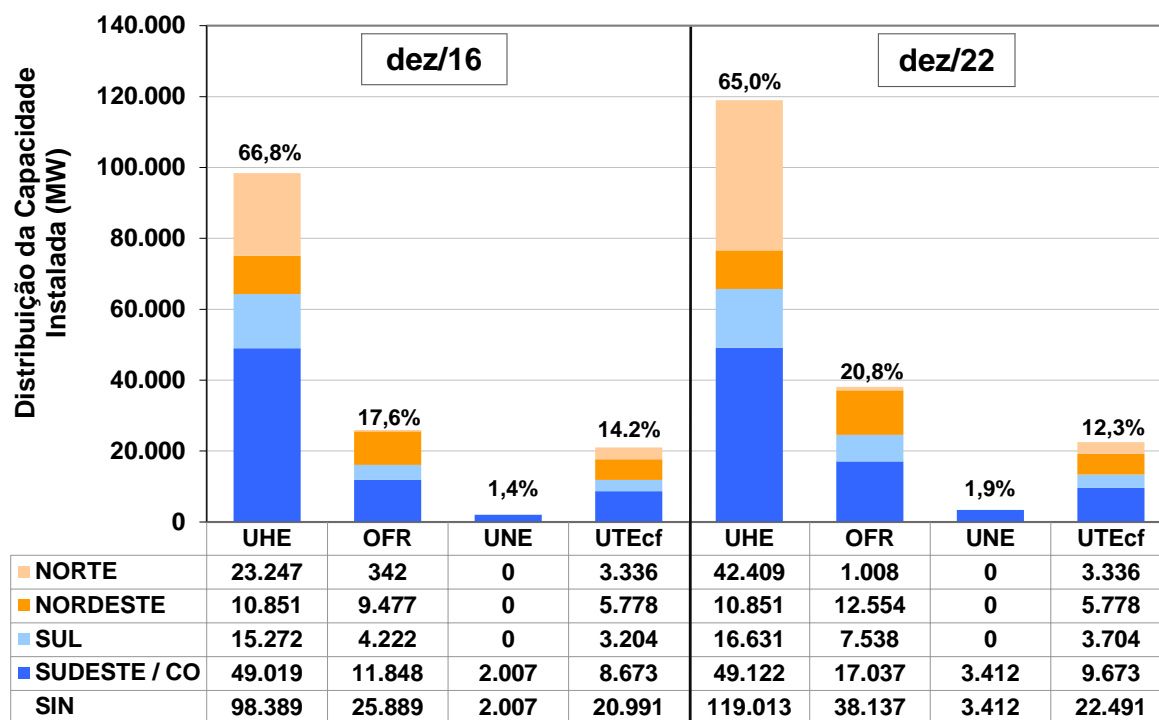
5.2.4 Resumo da expansão por tipo de fonte

Um resumo da participação das fontes de produção de energia no final de 2016 e no final de 2022, por região e por tipo de fonte, é mostrado no Gráfico 31.

Observa-se que a expansão de outras fontes renováveis de energia – biomassa, PCH e eólica – faz a sua participação no parque de geração do SIN passar de 18%, no início de 2017, para 21%, em dezembro de 2022, distribuídos basicamente entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Em contrapartida, as usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis perdem participação perante as demais fontes, caindo de 14% para 12%, no ano final, enquanto as usinas nucleares mantêm sua proporção, variando de 1,5% para 2,0% do parque instalado, devido à entrada de Angra 3.

Com relação à participação de hidrelétricas de grande porte, houve uma redução de 2% no período, em relação ao montante total de oferta de geração, apesar do aumento significativo da capacidade instalada de, aproximadamente, 20,6 GW.

Gráfico 31 – Participação das fontes de produção ao final de 2016 e de 2022

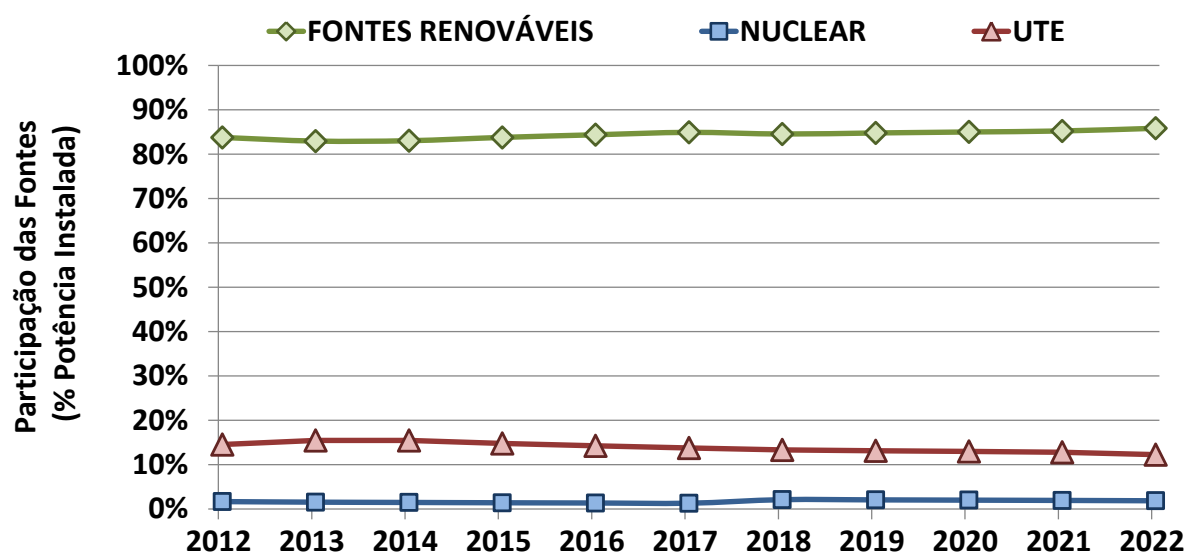


Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf-usinas termelétricas

FONTE: EPE.

Outra análise dos fatores de participação das principais fontes de energia na capacidade instalada do SIN pode ser observada no Gráfico 32, onde se destaca a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.

Gráfico 32 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano



Fonte: EPE.

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo é apresentada na Tabela 47. Em complementação, o Gráfico 33 ilustra esta evolução no final dos anos 2012, 2016 e 2022. No Gráfico 34 é apresentada a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte.

Fica evidente, conforme apresentado nas premissas deste estudo, que há a priorização das fontes renováveis no horizonte de planejamento, sendo indicadas expansão de termelétricas a partir de 2018.

Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

FONTE	2012 ^(c)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW											
RENOVÁVEIS	100.155	107.397	112.212	118.930	124.278	129.582	136.377	140.022	144.687	149.682	157.150
HIDRO ^(a)	78.633	82.576	84.574	88.789	92.560	96.445	101.357	103.074	105.805	108.531	114.088
IMPORTAÇÃO ^(b)	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114	4.925
OUTRAS	15.322	18.701	21.606	24.206	25.889	27.425	29.437	31.507	33.597	36.037	38.137
PCH	4.899	5.330	5.473	5.537	5.537	5.690	5.955	6.165	6.445	6.705	6.905
EÓLICA	1.805	3.898	6.561	9.097	10.780	12.063	13.063	14.063	15.063	16.263	17.463
BIOMASSA	8.618	9.473	9.572	9.572	9.572	9.672	10.419	11.279	12.089	13.069	13.769
NÃO RENOVÁVEIS	19.380	22.055	22.905	22.998	22.998	22.998	24.903	25.103	25.503	25.903	25.903
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.942	11.218	12.218	12.218	12.218	12.565	13.065	13.265	13.665	14.065	14.065
CARVÃO	2.125	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.195	3.512	3.362	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563
ÓLEO DIESEL	1.424	1.426	1.426	1.318	1.318	971	971	971	971	971	971
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	119.535	129.452	135.117	141.928	147.276	152.580	161.280	165.125	170.190	175.585	183.053
Participação Relativa (%)											
RENOVÁVEIS	83,8%	82,9%	83,0%	83,8%	84,4%	85,0%	84,6%	84,8%	85,0%	85,2%	85,8%
HIDRO	71,0%	68,5%	67,0%	66,7%	66,8%	67,0%	66,3%	65,7%	65,3%	64,7%	65,0%
OUTRAS	12,8%	14,4%	16,0%	17,1%	17,6%	18,0%	18,3%	19,1%	19,7%	20,5%	20,8%
NÃO RENOVÁVEIS	16,2%	17,1%	17,0%	16,2%	15,6%	15,0%	15,4%	15,2%	15,0%	14,8%	14,2%
URÂNIO	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
OUTRAS	14,5%	15,5%	15,5%	14,8%	14,3%	13,7%	13,3%	13,1%	13,0%	12,8%	12,3%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Notas: (a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

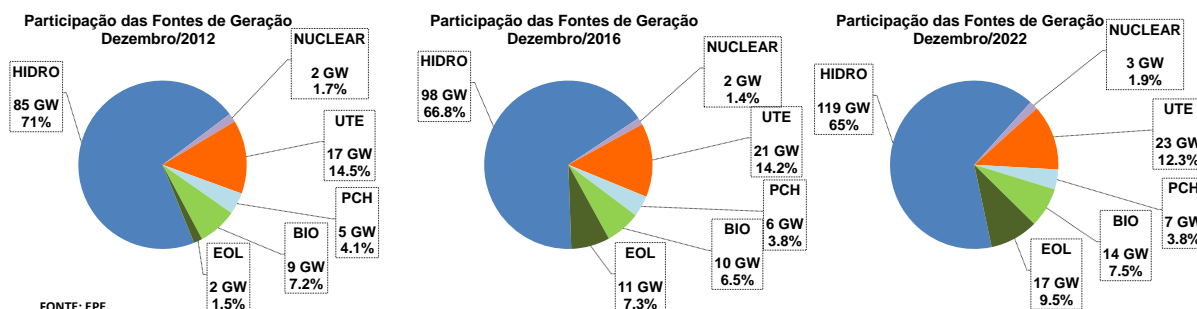
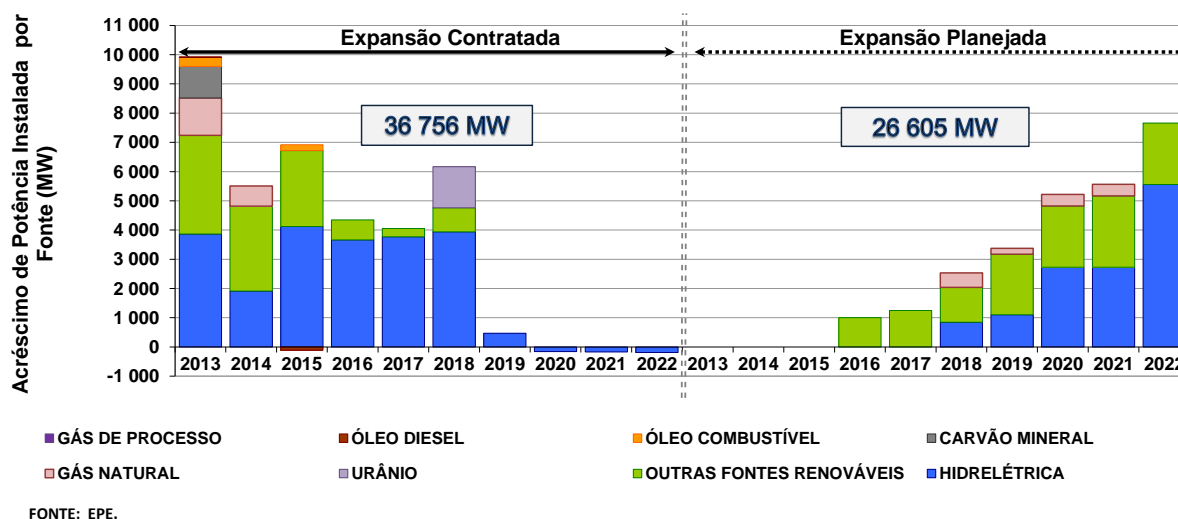
(b) Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

(c) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

(d) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2012, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo.

(e) Considerado o desligamento da UTE Termo Norte 1 a partir de janeiro de 2013, conforme RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº. 3.850, DE 22 DE JANEIRO DE 2013, que revoga a autorização da UTE.

Fonte: EPE.

Gráfico 33 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração**Gráfico 34 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte**

Há que se ressaltar, no entanto, que a concretização deste Plano com essa composição de fontes na expansão planejada, predominantemente renováveis, depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. A complementação dessa expansão, com termelétricas movidas a gás natural, depende da disponibilidade deste combustível, da viabilidade e da competitividade dos empreendimentos no horizonte decenal. Caso este cenário não se configure, outras fontes constituirão alternativas de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados, dentre as quais destaca-se o carvão.

6. Balanço Estático de Garantia Física

A elaboração do balanço estático de garantia física de energia⁶⁴ para a configuração de referência do horizonte decenal tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e

⁶⁴ Vale ressaltar que o balanço estático não considera os reais armazenamentos do sistema interligado nacional, as transferências de energia entre os subsistemas ao longo dos anos e as práticas operativas para garantia de atendimento à carga. Portanto, deve ser observado como um instrumento complementar de avaliação das condições de equilíbrio de suprimento.

demanda. A demanda corresponde à carga de energia elétrica projetada, enquanto que a oferta é composta pelo somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas. Para as usinas indicativas no horizonte do Plano, ainda não contratadas, foi considerada uma estimativa de garantia física, tendo como base os critérios vigentes. Para as usinas não despachadas centralizadamente (PCH, as usinas eólicas e as usinas movidas a biomassa com CVU nulo) e já contratadas nos leilões de energia nova optou-se, conservadoramente, por considerar a expectativa de geração⁶⁵, adotando-se como referência o histórico de geração das usinas já em operação comercial, e não seus certificados de garantia física atualmente vigentes. Ressalta-se, contudo, que a adoção da expectativa de geração no balanço não implica a utilização deste critério para o eventual recálculo de garantia física destas usinas⁶⁶.

Considerou-se constante a garantia física dos empreendimentos ao longo do horizonte do estudo. Entretanto, esses valores podem ser alterados, uma vez que existe a previsão legal para a revisão dos mesmos. Em relação às usinas do parque gerador previstas neste estudo para serem interligadas ao SIN que ainda não possuem garantia física publicada foram considerados valores estimados.

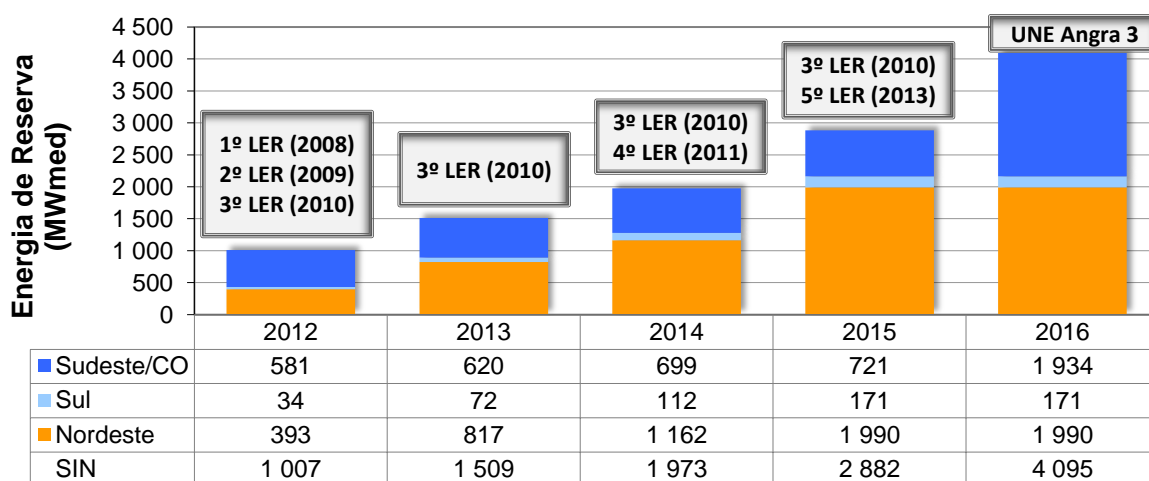
Por razões diversas, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema⁶⁷, resultando em um desequilíbrio que deve ser solucionado. Tal equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica. Esta energia, portanto, não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia. O montante de energia contratada como reserva em leilões específicos (incluindo a energia da usina nuclear de Angra 3) é apresentado no Gráfico 35.

⁶⁵ Resoluções Normativas da ANEEL N° 440, de 5 de julho de 2011 e N° 476, de 13 de março de 2012.

⁶⁶ Para revisão dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, como é o caso das usinas PCH, deve ser observado o Art. 6º da Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009. No caso de revisão de garantia física de usinas a biomassa com CVU nulo em decorrência de alteração de potência instalada, deve ser seguida metodologia estabelecida na Portaria MME nº 484, de 24 de agosto de 2012.

⁶⁷ O conceito de garantia física é, por definição, um conceito sistêmico, onde é avaliada a contribuição energética de um conjunto de usinas com suas características operativas (inflexibilidades, CVU, restrições hidráulicas, etc.) agregadas às características sistêmicas (capacidade das interligações, proporção da carga entre as regiões, dentre outras) naquele instante de tempo. A evolução da configuração é um dos fatores que levam à diferença entre os certificados de garantia física já emitidos e o valor atual da garantia física das usinas (hidrelétricas e termelétricas). Adicionalmente, pode-se destacar a evolução do critério de cálculo, atualmente definido pela Portaria MME nº 258/2008, e os aperfeiçoamentos dos modelos de simulação empregados nos estudos.

Gráfico 35 – Energia de reserva contratada



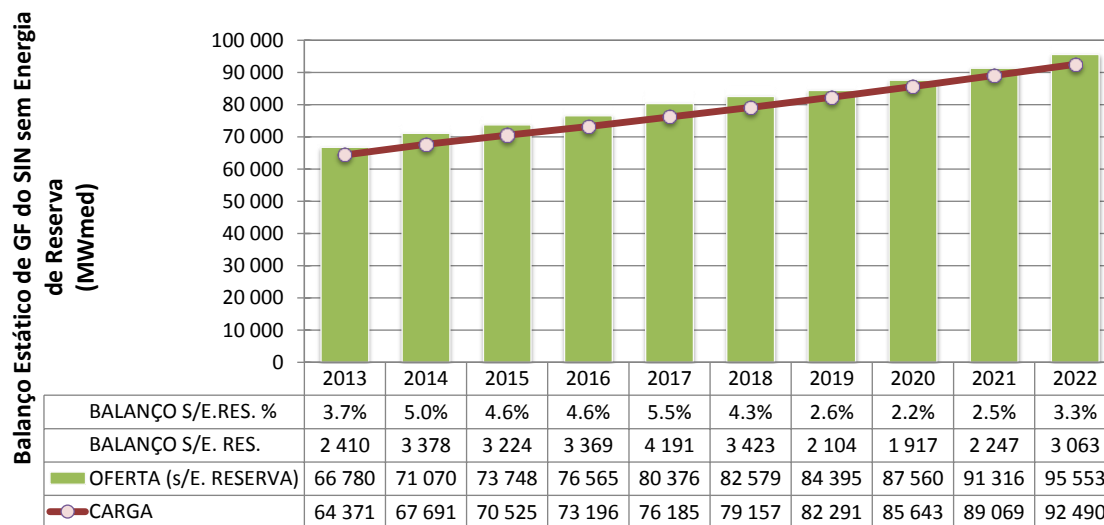
FONTE: EPE.

Nota: Não considera eventuais alterações de cronograma de projetos que negociaram energia nos leilões de energia de reserva, segundo indicação do DMSE, inclusive no caso da UNE Angra 3.

Dessa forma, é apresentada a seguir, uma análise do balanço estático de garantia física do SIN, que não leva em consideração a energia de reserva como recurso para atendimento ao consumo.

No Gráfico 36 observa-se uma oferta suficiente para suprir a demanda esperada em todos os anos avaliados no horizonte decenal, com uma folga de aproximadamente 2.400 MWmed em 2013, o que representa 3,7% da carga, e de 3.063 MWmed em 2022, equivalente a 3,3% da carga.

Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva



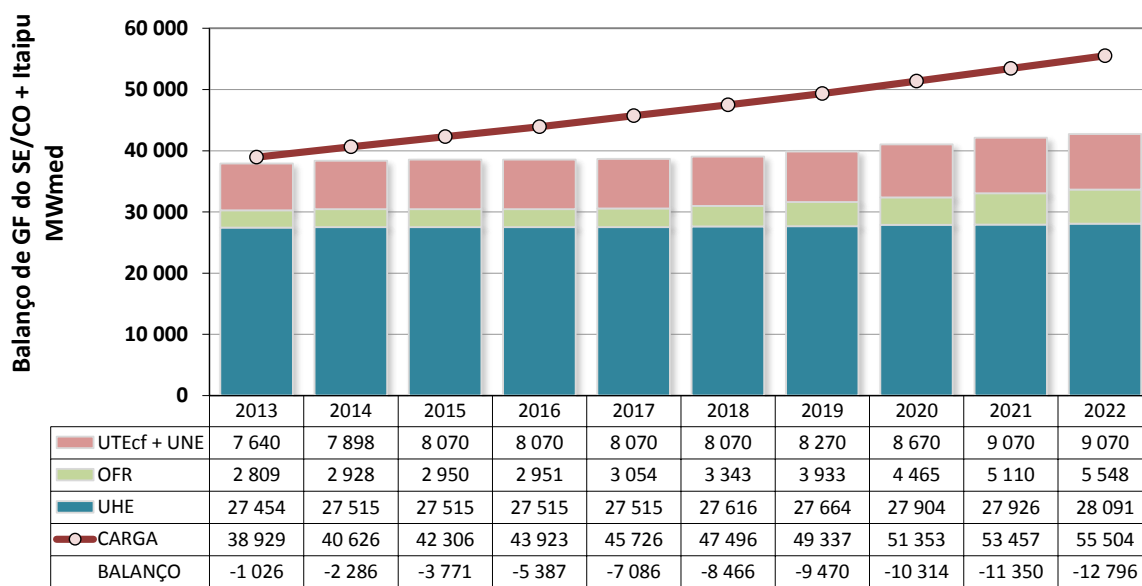
FONTE: EPE.

Em relação à contratação de energia, ressalva-se que os balanços consideram toda a garantia física no atendimento à carga do sistema, o que, em geral, não é o efetivamente praticado por todos os geradores. Por exemplo, os geradores hidrelétricos em geral, separam uma parcela de sua energia comercializável como reserva (*hedge*) para fazer face aos riscos hidrológicos de seus contratos de venda de energia na modalidade de contratação “por quantidade”. Considerando esse *hedge*, os consumos internos das usinas, as estimativas de perdas até o centro de gravidade do sistema (ponto de entrega da energia vendida pelos geradores), bem como outros fatores relacionados às regras e estratégias de comercialização de energia, constata-se que a utilização do balanço estático de garantia física como instrumento de avaliação do nível de contratação deve ser realizada com cautela.

Para melhor avaliar a disponibilidade energética de cada subsistema, são apresentados a seguir os balanços estáticos por região e por tipo de fonte, de forma a identificar suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação.

O Gráfico 37 apresenta o balanço das regiões Sudeste e Centro-Oeste, considerando, para fins deste estudo, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Itaipu, correspondente à parte brasileira acrescida da estimativa da parcela importada do Paraguai. Observa-se que o crescimento da carga prevista para a região não é acompanhado pelo crescimento da oferta local, tornando crescente a necessidade de importação. Tal comportamento reflete a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões mais distantes dos principais centros de carga.

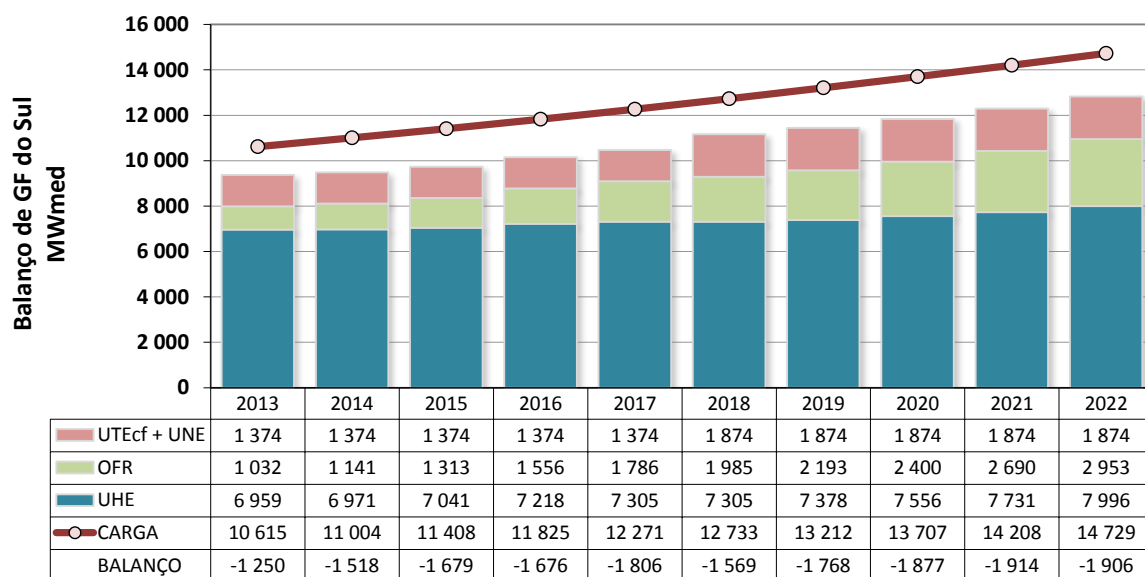
Gráfico 37 – Balanço estático de garantia física – SE/CO + Itaipu



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

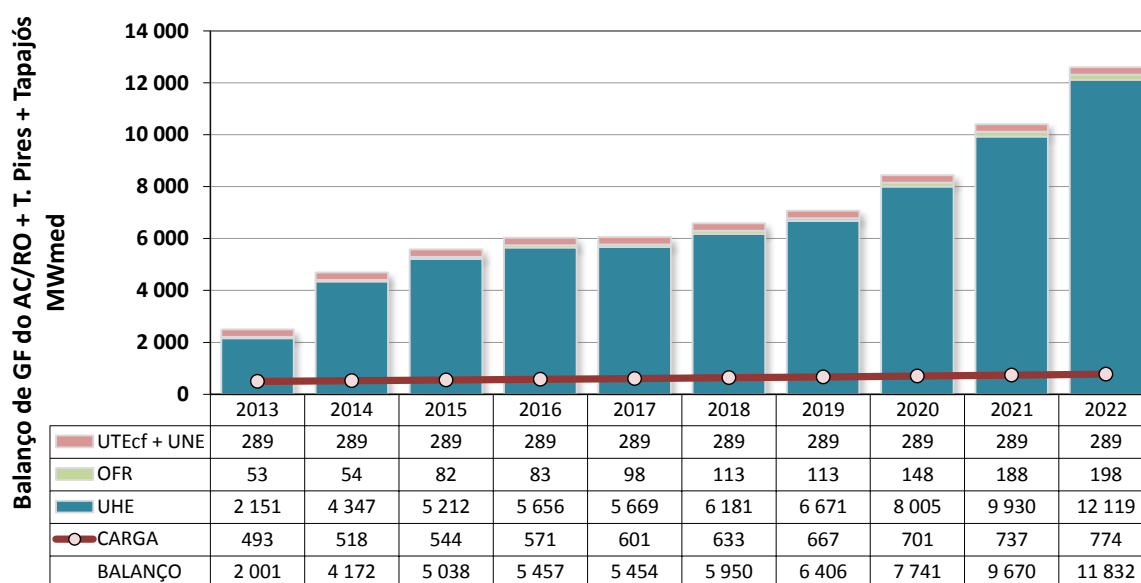
Situação semelhante se apresenta para a região Sul, conforme mostra o Gráfico 38.

Gráfico 38 – Balanço estático de garantia física – S

Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTecf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Por essa análise, percebe-se, portanto, a necessidade de que as Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul recebam energia de outras localidades já a partir de 2013. Como exemplo de fontes provedoras, é possível citar as usinas do rio Madeira, além das usinas das bacias dos rios Tapajós, Juruena e Teles Pires, representadas nos subsistemas Acre/Rondônia (AC/RO) e Teles Pires (T.Pires)/Tapajós, consolidando a tendência de expansão por hidrelétricas mais distantes dos centros de carga. O Gráfico 39 ilustra o potencial de atendimento dessa região, cujo excedente de energia a ser exportado no ano de 2013 é de 2 GWmed. Em 2022 este valor chega a aproximadamente 12 GWmed, que corresponde a 21% da carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste.

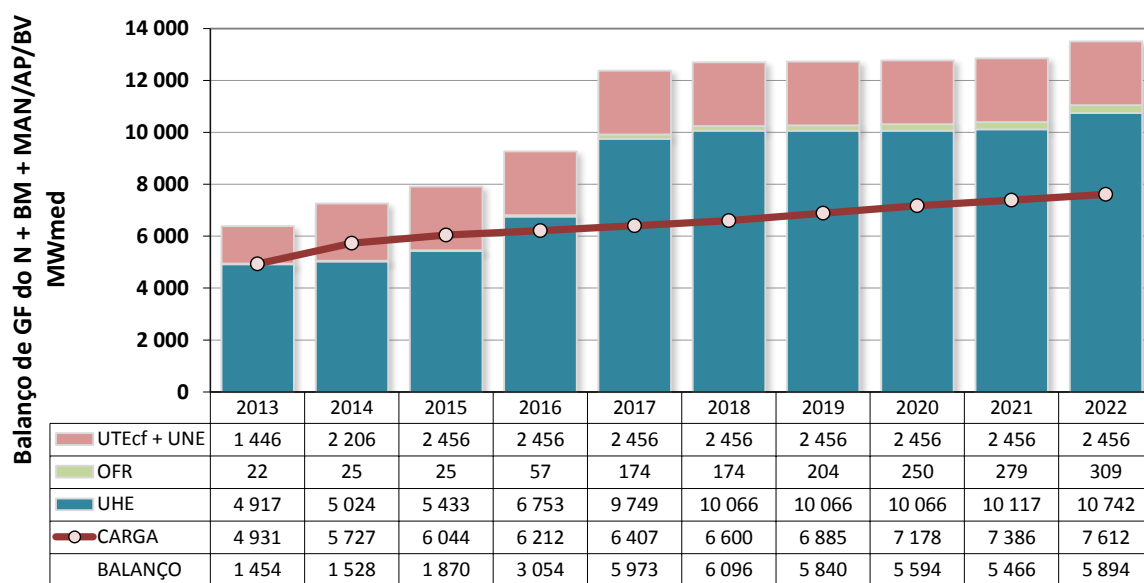
Gráfico 39 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós

Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTecf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

O Gráfico 40 apresenta o balanço da Região Norte, considerando, para fins deste exercício, a disponibilidade da usina hidrelétrica de Belo Monte, bem como a carga e as usinas dos sistemas Manaus, Amapá e Boa Vista, a partir de sua conexão ao SIN, em meados de 2013. Observa-se que, já no início do horizonte, essa região possui consideráveis excedentes de energia, passíveis de serem exportados. A partir de 2016, quando é iniciada a motorização da casa de força principal da UHE Belo Monte, a oferta disponível para exportação desta região ultrapassa os 3.000 MWmed, chegando a 6.000 MWmed em 2018 e mantendo-se acima de 5.400 MWmed até 2022.

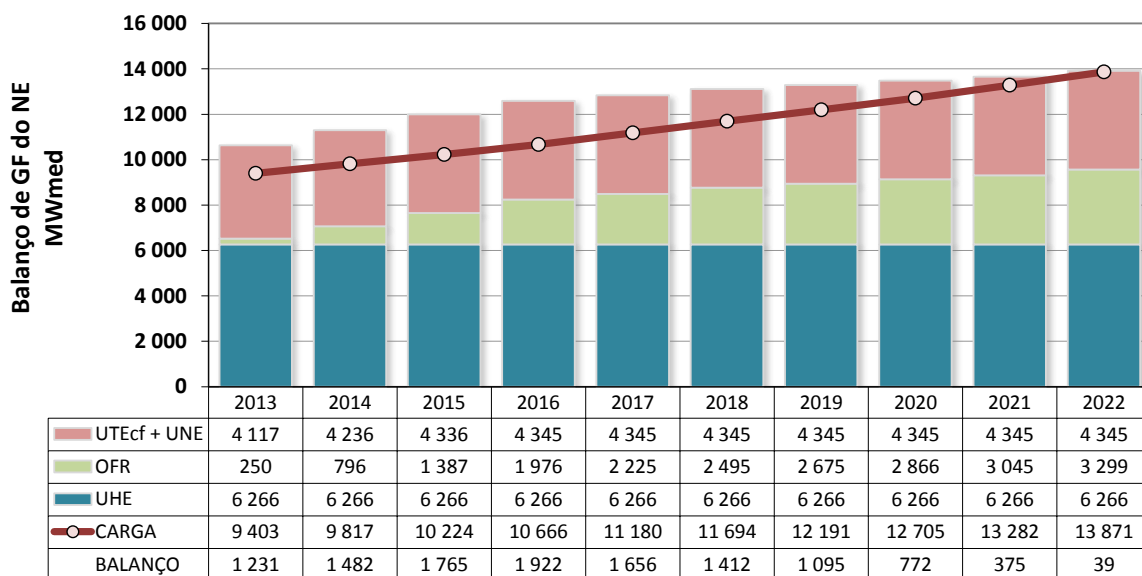
Gráfico 40 – Balanço estático de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

A seguir, apresenta-se o balanço para a Região Nordeste no Gráfico 41. Apesar da redução das sobras dessa região, um balanço positivo pode ser observado ao longo de todo o horizonte, com forte crescimento da oferta proveniente de fontes renováveis.

Gráfico 41 – Balanço estático de garantia física – NE

Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas comb. fósseis

FONTE: EPE.

Cabe observar que a disposição geográfica dos novos empreendimentos, em sua maioria distantes dos maiores centros de carga, indica a necessidade de uma avaliação criteriosa da concretização da expansão da oferta, tanto de geração quanto das interligações, permitindo assim o escoamento da energia de forma segura. Sendo assim, foram realizados estudos que indicaram a necessidade da ampliação da integração entre os subsistemas, como será visto no item a seguir.

7. Expansão das Interligações

O modelo Newave, utilizado pelo setor elétrico brasileiro e pela EPE, representa o SIN agrupando as usinas em subsistemas. Na representação do modelo não há restrição de transferência de energia dentro de um subsistema, sendo as restrições de transmissão representadas somente nas interligações entre subsistemas. A configuração adotada utiliza dez subsistemas, sendo os nove mostrados na Figura 4 e mais a bacia do rio Paraná, de modo a representar o SIN da melhor maneira possível.

Conforme a necessidade energética, foram indicadas ampliações desses troncos de interligação, de modo a aumentar a capacidade de escoamento de energia entre as regiões. O Anexo III apresenta os valores anuais previstos de expansão da transmissão, em MW, e as respectivas capacidades das linhas para todas as interligações representadas.

No entanto, devido às características da rede de transmissão, algumas restrições sistêmicas não podem ser representadas em apenas um tronco de interligação. Por exemplo, um subsistema poderia receber energia de dois outros subsistemas diferentes com capacidade de 1.000 MW cada um. Mas, por conta da manutenção da estabilidade dinâmica do sistema de transmissão, não pode receber mais do que 1.500 MW na soma das duas interligações. Esse tipo de restrição é representada pela função "agrupamento de intercâmbio".

As restrições de agrupamento consideradas no presente plano são as seguintes:

- Exportação da região SE/CO para as regiões N e NE;
- Fluxo das regiões N e NE para a região SE/CO;
- Fornecimento e recebimento da região NE.

No Anexo IV são apresentados os valores utilizados, em MWmed, desagregados ainda para cada patamar de carga, sendo que o recebimento da região NE contempla ainda a variação de acordo com o período do ano: úmido ou seco. Esses agrupamentos estão apresentados graficamente, também no Anexo IV, para os patamares de carga leve e pesada, exceto para o recebimento do Nordeste, para o qual são apresentados os períodos úmido e seco, somente para carga leve, comparados com os limites de transmissão que os compõem. Assim é possível identificar as restrições de fluxo de energia entre as regiões.

A expansão das interligações relativas a ampliação da capacidade de exportação do Nordeste e para o aumento da capacidade de escoamento de energia do Norte, dada a entrada em operação da UHE Belo Monte, foram licitadas em dezembro de 2012 e sua entrada em operação está prevista para 2016. Como será visto adiante, há uma grande diferença entre os CMO das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste antes destas ampliações. Entretanto, a equalização destes custos marginais ocorre após a conclusão da interligação da UHE Belo Monte, em 2019.

Além destas ampliações vale destacar o aumento da capacidade de recebimento do Sul, através de ampliações das interligações com o Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu e Ivaiporã, entre os anos de 2014 e 2020, que resultará em uma capacidade de cerca de 10 GW. O limite de exportação do subsistema T.Pires/Tapajós, que não possui carga própria, foi dimensionado de modo que este possa ter toda sua energia escoada para o Sudeste/Centro-Oeste. A partir dos valores de limites de intercâmbios apresentados no Anexo III, é possível destacar as expansões de interligações ao longo do período de estudo, conforme mostrado na Tabela 48.

Tabela 48 – Principais expansões ou antecipação das interligações

Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
2013	AC/RO->SE/CO	3.456	Entrada do primeiro bipolo em corrente contínua para escoamento da energia das usinas do rio Madeira.
	BM->Man/AP Man/AP->BM	2.700	Previsão de início da operação da LT Tucuruí-Macapá-Manaus.
	BM->N N->BM	2.700	
	Imp. NE Exp. NE	694 825	Reforços na rede de transmissão do subsistema Nordeste
2014	AC/RO->SE/CO	3.200	Entrada do segundo bipolo em corrente contínua para escoamento da energia das usinas do rio Madeira.
	Imp. Sul	230	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
2015	TP->SE/CO	3.200	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia do rio Teles Pires.
	Imp. Sul	300	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
2016	AC/RO->SE/CO	426	Reforço para eliminação de restrições de recebimento da região de Mato Grosso, motivada pela ampliação da UHE Jirau.
	N->IMP	6.340	Escoamento do excedente de energia da região Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste e escoamento da energia proveniente das primeiras
	IMP->N	6.340	

Ano	Interligação	Montante (MWmed)	Motivação
	BM->N N->BM	3.312	máquinas da UHE Belo Monte (entrada da 1ª máquina da casa de força principal em abril de 2016).
	Imp. NE	4.334	
	Exp. NE	2.293	
	SE/CO->IMP	598	
	IMP->SE/CO	1.061	
	Imp. Sul	543	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	1.303	
2017	BM->N N->BM	488	Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	Imp. Sul	657	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	2.834	
2018	BM->N N->BM	4.000	
	SE/CO->IMP	642	Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	IMP->SE/CO	3.142	
	N->IMP IMP->N	3.820	
2019	TP->SE/CO	2.900	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Juruena.
	BM->N	4.000	
	N->BM	4.000	
	N->IMP IMP->N	3.820	Escoamento da energia da UHE Belo Monte.
	SE/CO->IMP	2.560	
	IMP->SE/CO	3.966	
2020	Imp. Sul	1.033	Aumento da interligação entre as regiões Sul e SE/CO para otimização energética.
	Exp. Sul	730	
	AC/RO->SE/CO	350	Previsão de entrada em operação da UHE Tabajara
2021	TP->SE/CO	2.100	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Juruena.
2022	TP->SE/CO	3.800	Previsão de entrada em operação de usinas hidrelétricas na bacia dos rios Tapajós e Juruena.

As ampliações indicadas segundo a necessidade energética, na tabela acima, serão viabilizadas por meio de expansões e reforços no sistema de transmissão apresentados no Capítulo IV – Transmissão de Energia Elétrica.

A utilização do sistema de transmissão, devido às necessidades de troca de energia entre as diversas regiões que levam à otimização de todos os recursos eletroenergéticos disponíveis no SIN para atendimento à carga de energia elétrica, é apresentada no Anexo V por meio de curvas de permanência. Estas curvas mostram os valores de fluxo, em todos os 2.000 cenários hidrológicos simulados, para os doze meses dos anos 2016 e 2022⁶⁸, ordenados. Os gráficos ilustram a distribuição dos fluxos de recebimento/fornecimento do Sul e Nordeste, e entre o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o nó de Imperatriz, nos três patamares de carga. Neste último, também é apresentada a permanência dos fluxos durante o período úmido e seco para o patamar de carga leve.

⁶⁸ Amostra total de 24.000 (2.000 x 12) valores.

Os fluxos de recebimento/fornecimento do Sul, mostram que as expansões das interligações associadas a essa região, indicadas no horizonte decenal, são necessárias para otimização energética, sobretudo nos patamares de carga pesada e média.

O Nordeste, em 2016, apresenta cenários de exportação e importação de energia divididos, aproximadamente, na mesma proporção. Essa região, por possuir um elevado potencial termelétrico e eólico, este último com forte sazonalidade, eleva seu recebimento de energia ao longo dos anos, apresentando uma característica predominantemente importadora em 2022. Isso ocorre pois a maior expansão hidrelétrica se dá na Região Norte, resultando na substituição de geração termelétrica por oferta mais barata. No patamar de carga pesada essa mudança de comportamento fica evidente, já que o Nordeste exporta energia em, aproximadamente, 60% dos cenários hidrológicos simulados em 2016 e, em 2022, importa em 75% dos cenários. Ressalta-se, entretanto, que o limite de recebimento dessa região, com as expansões indicadas, não se mostra restritivo para o atendimento nem para a otimização dos recursos.

A ampliação da capacidade de escoamento da região Norte para o restante do SIN mostra-se necessária para otimização dos recursos energéticos disponíveis e pode ser percebida pela análise dos fluxos entre o nó fictício Imperatriz e Sudeste/Centro-Oeste, onde em torno de 75% dos cenários o fluxo energético será em direção ao Sudeste/Centro-Oeste, considerando todos os meses em 2022. No período úmido, o limite desta interligação é atingido em 20% dos cenários simulados, no patamar de carga leve.

8. Custos Marginais de Operação e Riscos de Déficit

Custos marginais de operação

O Gráfico 42 apresenta os custos marginais de operação (CMO) dos quatro grandes centros de carga que compõem os subsistemas SE/CO, S, NE e N, ao longo do período do estudo. Conforme pode ser observado, a expansão planejada atende ao critério econômico no horizonte de planejamento, que se estende do ano 2016 ao ano 2022. Entretanto, em função do porte e motorização das usinas planejadas⁶⁹, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar abaixo do valor de CME de referência estabelecido para este Plano (108 R\$/MWh⁷⁰).

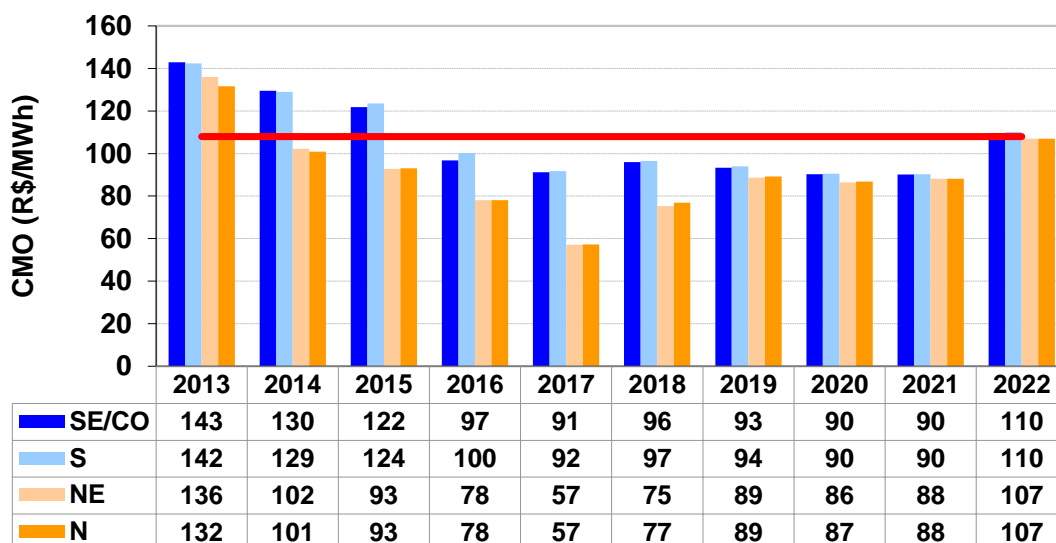
A expansão da oferta de geração até o ano de 2015 já foi totalmente contratada nos leilões realizados até o ano de 2013⁷¹. No entanto, atrasos e exclusões de alguns projetos, sobretudo termelétricos que venderam energia nos leilões de 2007 e 2008, levaram os CMO dos anos de 2013, 2014 e 2015 a superarem o valor do CME. Porém, como será apresentado no próximo item, a probabilidade de déficit nesses anos é inferior a 4%, ainda abaixo do limite de 5%, o que garante o atendimento à carga de forma segura.

⁶⁹ Por exemplo, a usina de Belo Monte completa sua motorização em três anos e a usina de São Luiz do Tapajós em um horizonte superior a cinco anos.

⁷⁰ Admitindo-se uma tolerância para ajuste.

⁷¹ Destaca-se que não foi realizado leilão A-3 em 2012, que também contrataria energia para o ano de 2015.

Gráfico 42 – Custo marginal de operação por subsistema



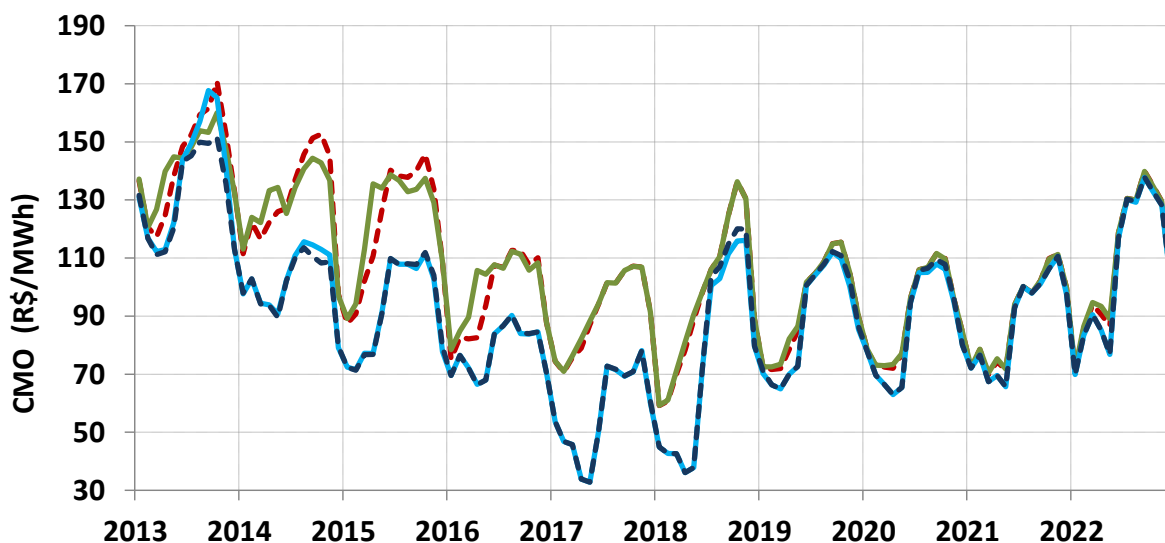
FONTE: EPE.

Os CMO para os subsistemas Acre/Rondônia, Manaus/Amapá/Boa Vista, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós se assemelham aos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte, em função das características dos referidos subsistemas e das suas fortes interligações aos principais centros de carga.

O Gráfico 43 destaca que, apesar dos valores médios anuais de CMO do Sudeste/Centro-Oeste e Sul estarem equalizados nos anos 2014 e 2015, ao analisar as médias mensais nota-se uma sazonalização destes valores. O Sudeste apresenta CMO superior ao Sul durante o período de julho a dezembro e inferior entre janeiro e junho. A diferença apresentada entre julho e dezembro se justifica por alguns cenários em que a interligação no sentido Sul-Sudeste encontra-se em seu limite no patamar de carga leve, ao passo que a diferença encontrada nos outros meses ocorre devido aos cenários de utilização no limite da interligação no sentido Sudeste-Sul, nos patamares de carga pesada e média.

Até o início de 2019, os CMO das regiões SE/CO e Sul são superiores aos das Regiões Nordeste e Norte, devido a utilização de toda a disponibilidade da interligação Imperatriz-Sudeste, em alguns cenários. No entanto, a conclusão da interligação para escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte, em 2019, permite a equalização desses custos marginais. Ressalta-se, assim, a importância que as ampliações nas interligações ocorram até as datas indicadas.

Gráfico 43 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema



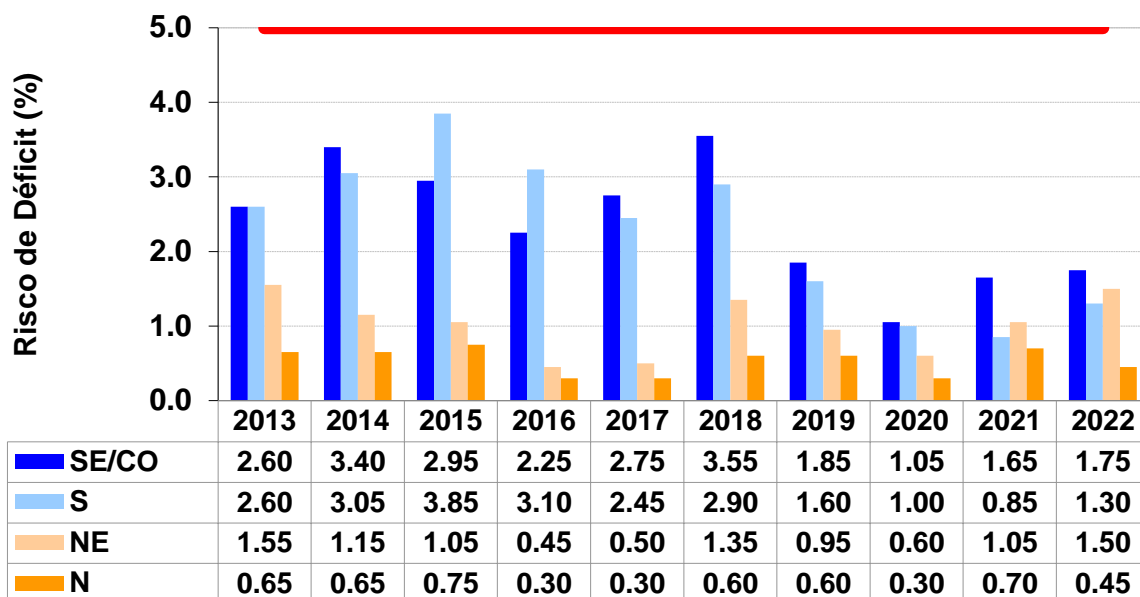
FONTE: EPE.

--- Sudeste/Centro-Oeste — Sul — Nordeste - - - Norte

Riscos de déficit

A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, que atende ao critério econômico de planejamento, é apresentada abaixo. Em relação aos riscos de déficits, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, nota-se, pelo Gráfico 44, que o critério de segurança no abastecimento é atendido, uma vez que, com a expansão proposta a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões.

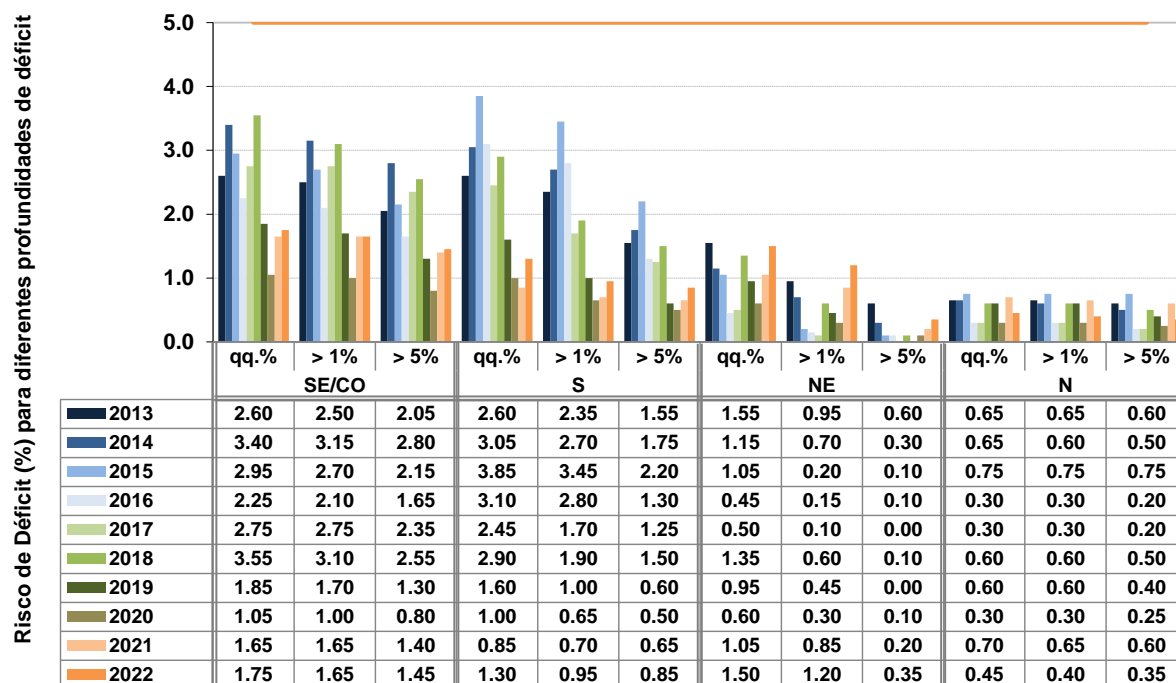
Gráfico 44 – Risco de déficit por subsistema



FONTE: EPE.

As probabilidades de déficits superiores a 1% e 5% do mercado, além do valor de risco para qualquer profundidade de déficit, estão apresentadas no Gráfico 45.

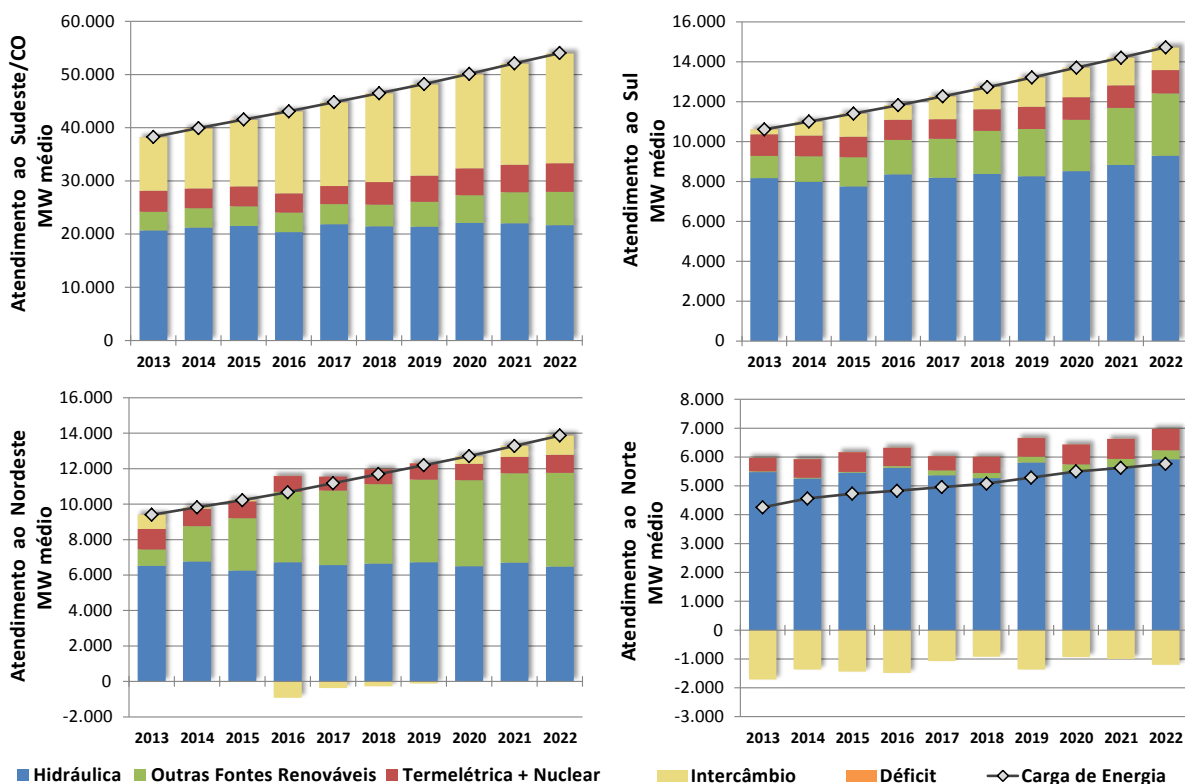
Gráfico 45 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema



FONTE: EPE.

Observa-se que ao contabilizar apenas os déficits de maior profundidade, encontram-se resultados levemente inferiores aos da contabilização de qualquer déficit. Tal fato sinaliza que os déficits, apesar de serem de baixa probabilidade, quando ocorrem, são significativos, correspondendo a casos de séries hidrológicas extremas.

O despacho esperado dos recursos energéticos para atendimento à carga do SIN nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, bem como as necessidades de importação/exportação destes subsistemas, são ilustrados no Gráfico 46. O esgotamento destes recursos, impossibilitando o atendimento integral à carga, é representado pelo déficit que, em valores médios anuais, é próximo de 0% da carga.

Gráfico 46 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos

FONTE: EPE.

Nota-se uma elevada participação da geração hidráulica, apesar de sua queda em termos de participação relativa ser decrescente ao longo dos anos. O montante de energia originado por fonte hídrica nestes subsistemas se mantém praticamente constante, com pequenas variações e um acréscimo de cerca de 1 GW médio no período decenal, nas Regiões Sudeste e Sul. Contudo, a expansão de usinas hidrelétricas em outros subsistemas, afastadas dos grandes centros de carga, contribui para o aumento da necessidade de troca de energia entre as regiões.

Nesse contexto, o Sudeste/Centro-Oeste se caracteriza como importador de energia, sendo, em 2022, aproximadamente 70% desse fluxo recebido de subsistemas predominantemente hidráulicos – Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Itaipu – com conexão direta e dedicada.

Ao contrário das hidrelétricas, a contribuição das outras fontes renováveis – BIO, PCH e EOL – para atendimento à carga cresce significativamente ao longo dos anos, sobretudo no Sul e no Nordeste, onde se destaca a intensa expansão do parque eólico. No Nordeste, essas fontes, que em 2013 supriam cerca de 10% da carga da região, em 2022, chegam a atender 38% da carga.

Com relação à geração termelétrica com combustíveis fósseis e nuclear, observa-se pequena participação em todos os subsistemas, sendo em sua maioria resultante da inflexibilidade de determinados empreendimentos. Em 2022, 75% da geração termelétrica dos subsistemas Sul e

Sudeste/Centro-Oeste⁷² será inflexível, e nos demais subsistemas, este percentual aproximado é de 56% Nordeste e 33% no Norte.

Os intercâmbios negativos caracterizam exportação de energia para outras regiões. O Norte, por ser um subsistema com predominância hidráulica, no período úmido, abastece as outras regiões, que evitam deplecionar seus reservatórios para suprimento da carga no período seco.

9. Atendimento à Demanda Máxima

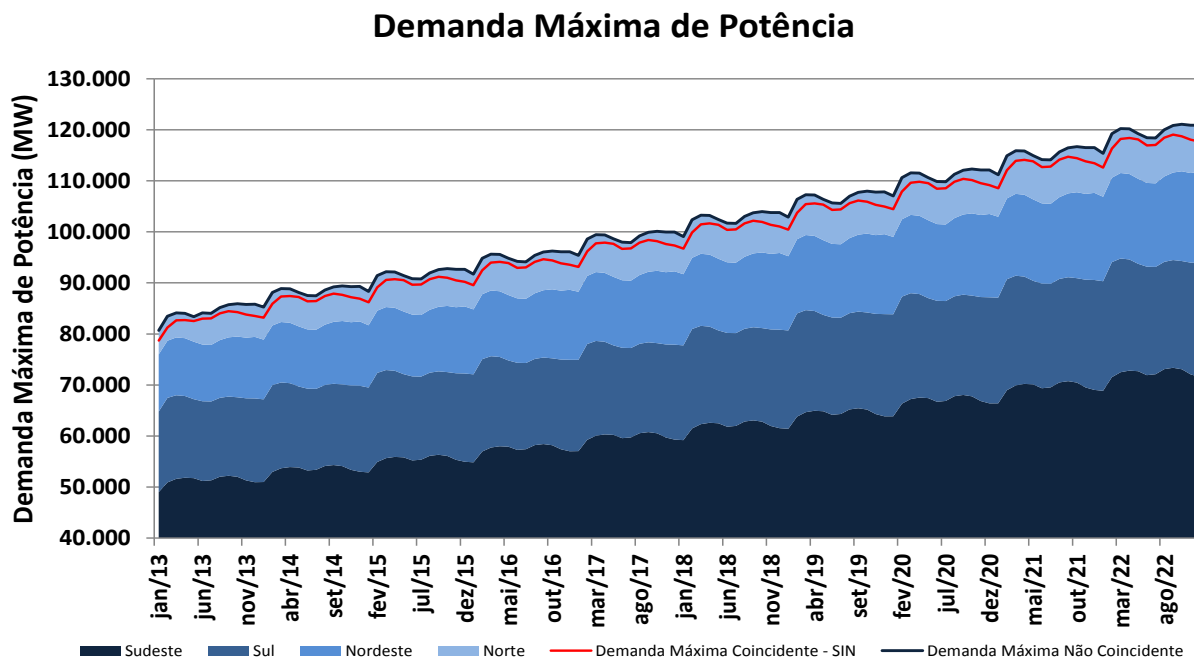
A análise do atendimento à demanda máxima do PDE 2022 (conforme metodologia da nota técnica nº EPE-DEE-RE 037/2012-r0 [31]) tem por objetivo obter uma melhor avaliação e maior detalhamento sobre as condições deste atendimento e, assim, avaliar e verificar possíveis medidas que possam ser tomadas na expansão do sistema.

Os critérios e premissas utilizados foram:

- Utilização da demanda máxima instantânea não coincidente entre subsistemas;
- Acréscimo de 5% à demanda para atendimento da reserva operativa;
- Utilização dos limites de intercâmbio entre subsistemas estabelecidos para o patamar de carga pesada dos estudos energéticos;
- Contabilização do risco mensal de déficit de potência; e
- Simulação com todas as séries históricas de vazões.

O Gráfico 47 apresenta o empilhamento das demandas máximas de cada região, utilizados neste PDE, sendo a sua envoltória superior a soma das demandas máximas não-coincidentes, sobre as quais são acrescidos 5% para o atendimento à reserva operativa. O gráfico mostra também os valores de demanda máxima coincidente do SIN, sempre abaixo da envoltória anteriormente citada, em até 2,7%.

⁷² Considera a geração inflexível das centrais nucleares de Angra 1, 2 e 3.

Gráfico 47 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não-coincidente

FONTE: EPE.

O cálculo da disponibilidade máxima de potência foi mantido como no ciclo de planejamento anterior, sendo feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, usinas a fio d'água, outras fontes renováveis e termelétricas, de forma a respeitar as particularidades de cada fonte.

Para as usinas hidrelétricas com reservatório foi considerada a energia armazenada final de cada mês, resultante da simulação da operação do sistema⁷³, para se obter a altura de queda líquida para cada cenário hidrológico simulado. Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema no mês, calcula-se o volume de cada reservatório⁷⁴ e seu nível de montante. Com isto, pode-se estimar a queda líquida e, consequentemente, a máxima potência disponível nestas usinas.

Para os subsistemas compostos predominantemente por usinas a fio d'água com forte sazonalidade (Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte) foi considerado o valor de geração total do subsistema no patamar de carga pesada, para cada cenário de energia natural afluente⁷⁵. Para as usinas a fio d'água dos demais subsistemas, onde se enquadra a usina de Itaipu, a potência máxima disponível é igual à potência efetiva⁷⁶ da usina.

⁷³ Esta simulação é executada com o modelo a subsistemas equivalentes – NEWAVE – e séries históricas de vazões afluentes.

⁷⁴ Considerando a operação em paralelo de todos os reservatórios contidos neste subsistema equivalente, ou seja, a mesma porcentagem do subsistema é aplicada a cada reservatório que o compõe.

⁷⁵ Obtido diretamente da simulação com as séries históricas no modelo NEWAVE. Isto incorpora à estimativa de geração destas usinas a sazonalidade de geração em função da forte escassez de recursos hídricos no período seco, o que já é feito na simulação à modelo equivalente.

⁷⁶ É a potência instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

No caso das termelétricas, incluindo as centrais nucleares, a potência máxima é a própria potência disponível⁷⁷.

A disponibilidade de potência de PCH, eólicas⁷⁸ e termelétricas a biomassa foi considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas o despacho é feito de maneira descentralizada.

Embora na configuração deste Plano sejam representados nove subsistemas, a análise foi feita considerando uma agregação, de forma a se reduzir esse número para quatro regiões, tendo por base aqueles subsistemas onde se concentra a maior parte da carga do SIN, quais sejam: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Desta forma, devido às suas interligações, os subsistemas Itaipu, Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós foram agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto que Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista foram incorporados ao subsistema Norte.

A análise das condições de atendimento à demanda máxima é realizada por meio de um balanço de potência. O objetivo é estimar o montante de potência, de cada fonte, a ser utilizado, além de verificar a reserva existente no sistema. É priorizada a utilização de fontes de custo de operação nulo e geração térmica inflexível, esta última por sua contribuição compulsória no atendimento. Esta análise é feita para verificar a capacidade do sistema planejado em atender à demanda máxima, além das condições deste atendimento. Destacam-se como principais resultados a necessidade de utilização das interligações para a atendimento à ponta e o montante de geração térmica flexível a ser utilizado.

A metodologia aplicada separa o estudo em duas etapas. Na primeira, é realizada a comparação entre a demanda máxima instantânea e a oferta local de potência considerando apenas fontes renováveis – hidrelétrica (incluindo PCH), biomassa e eólica – por terem custo de operação nulo, e termelétrica inflexível, em cada subsistema. Caso o balanço seja positivo, a demanda do subsistema pode ser atendida pela geração local das fontes mencionadas. Caso seja negativo, é verificada a possibilidade de importação de potência gerada por estas mesmas fontes de outros subsistemas.

O intercâmbio é realizado primeiro entre os subsistemas mais próximos, ou seja, considerando que o Sul só pode enviar ou receber potência do Sudeste, e vice-versa, assim como o Norte só pode enviar ou receber potência do Nordeste. Caso ainda haja a necessidade e disponibilidade para as trocas, realiza-se o intercâmbio entre os pares de subsistemas, isto é: SE e S enviam ou recebem do N e NE.

Após os intercâmbios de potência descritos, inicia-se a segunda etapa do balanço, onde é incluída a oferta térmica flexível local de cada subsistema. Se o balanço estiver positivo considerando apenas a oferta da primeira etapa, toda a disponibilidade das termelétricas flexíveis será somada às sobras de cada região. Caso o balanço de algum subsistema estiver negativo ao final da primeira etapa, e assim permanecer após a inclusão da oferta desta segunda etapa, realizam-se os mesmos passos de intercâmbio descritos anteriormente.

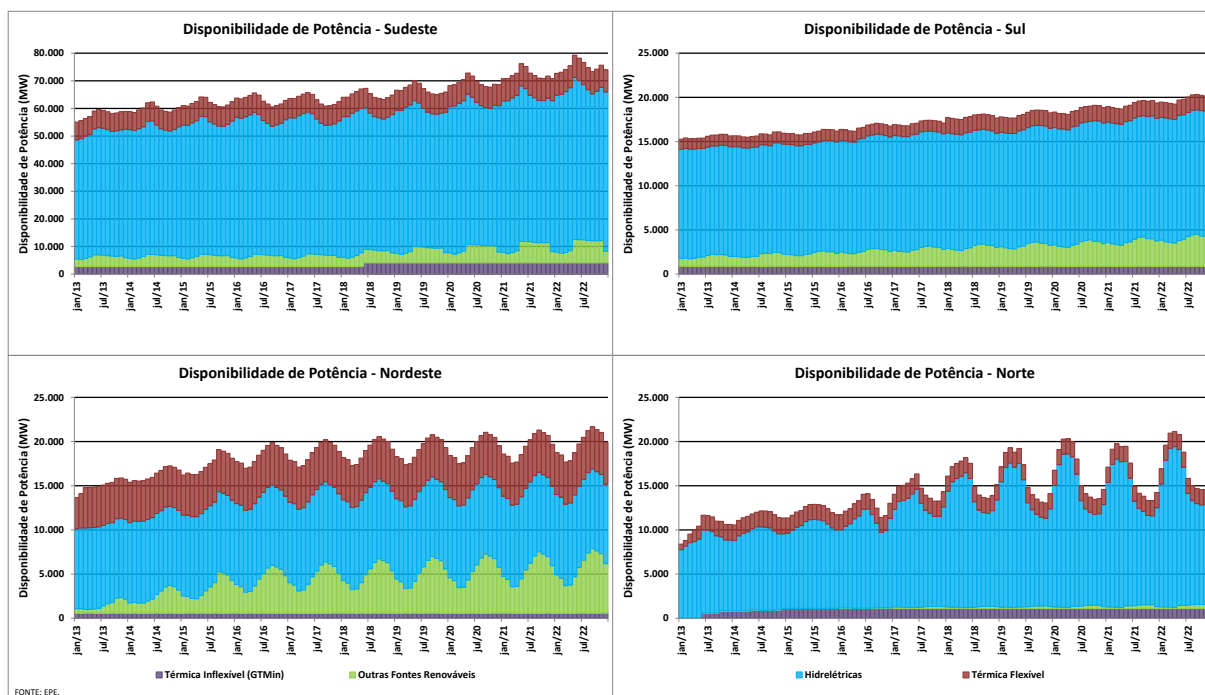
Considerando a expansão eletroenergética prevista, o Gráfico 48 apresenta a disponibilidade de potência esperada por fonte (média dos 80 cenários hidrológicos avaliados). Nota-se a grande

⁷⁷ É a potência instalada descontada do fator de capacidade máximo e das taxas de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP).

⁷⁸ A contribuição das usinas eólicas no atendimento à ponta é objeto de pesquisa, em andamento, a partir dos dados de medição que estão sendo coletados dos parques contratados no ACR (Ambiente de Contratação Regulada), para aprimoramento dos próximos ciclos de planejamento

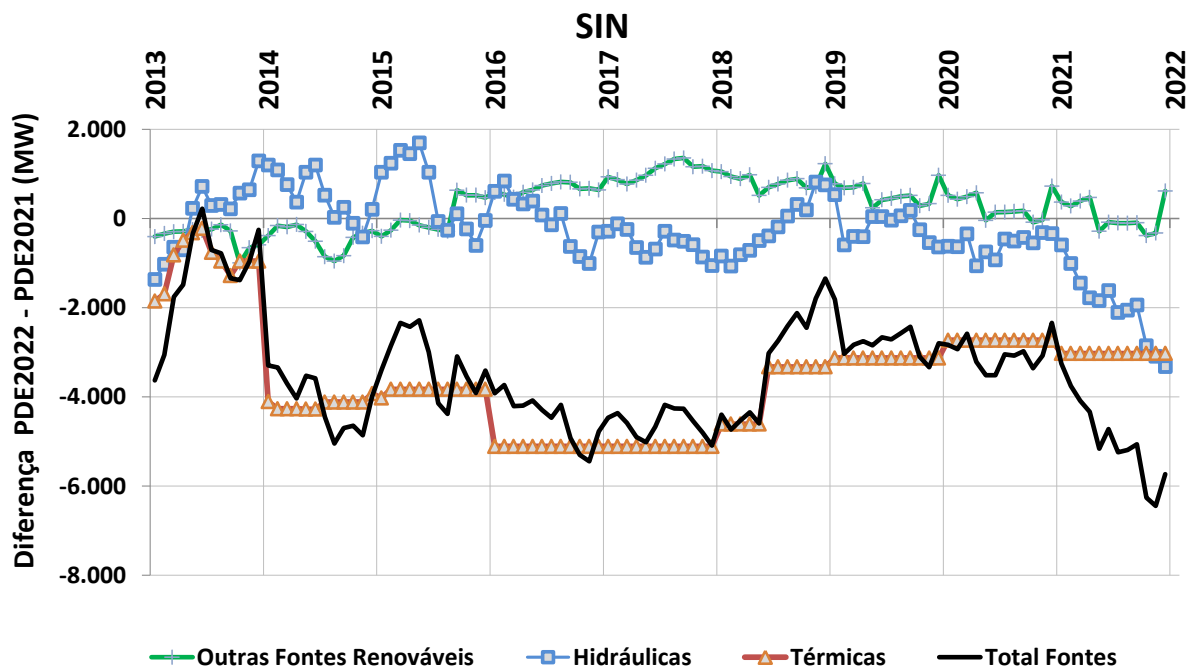
predominância da geração hidrelétrica neste horizonte, com destaque para a forte sazonalidade das usinas da região Norte. Destaca-se também a grande disponibilidade termelétrica da região Nordeste, embora esta tenha sofrido uma redução em relação ao PDE anterior, e a crescente participação de outras fontes renováveis nesta região, com predominância eólica, as quais também apresentam forte sazonalidade.

Gráfico 48 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos



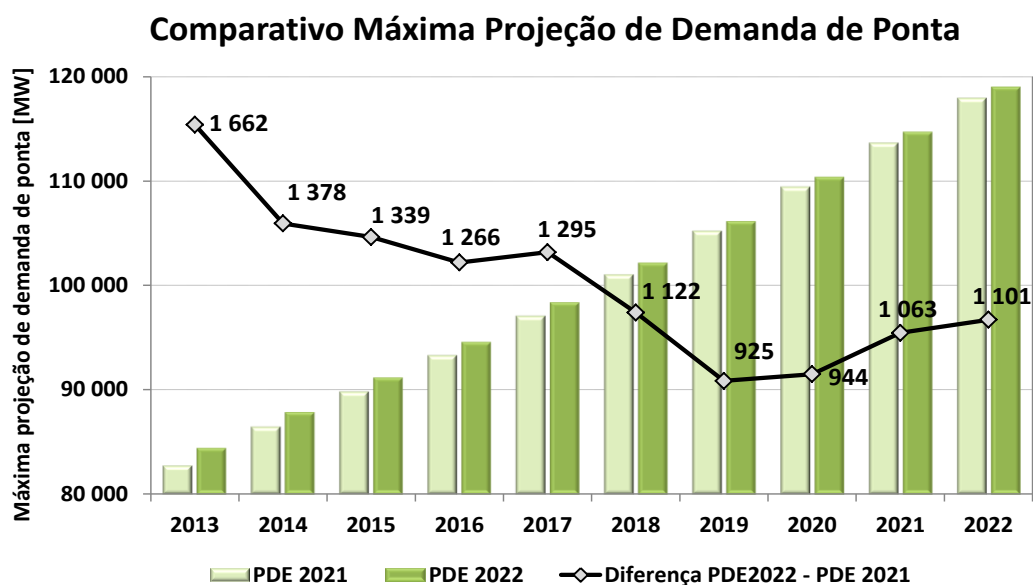
O Gráfico 49 apresenta a diferença de disponibilidade de potência entre o PDE atual e o anterior. Observa-se que a fonte térmica obteve a maior redução na expectativa de disponibilidade de potência, devido à retirada de, aproximadamente, 4.000 MW no Nordeste e ao atraso da entrada da usina Angra 3, de 2016 para 2018. No entanto, como houve uma redução na projeção do mercado médio de energia no PDE 2022 em relação ao PDE anterior e uma reprogramação da oferta indicativa, o mercado médio continua sendo atendido dentro dos critérios econômicos e de segurança.

Gráfico 49 – Diferença da disponibilidade de potência (PDE2022 – PDE2021)



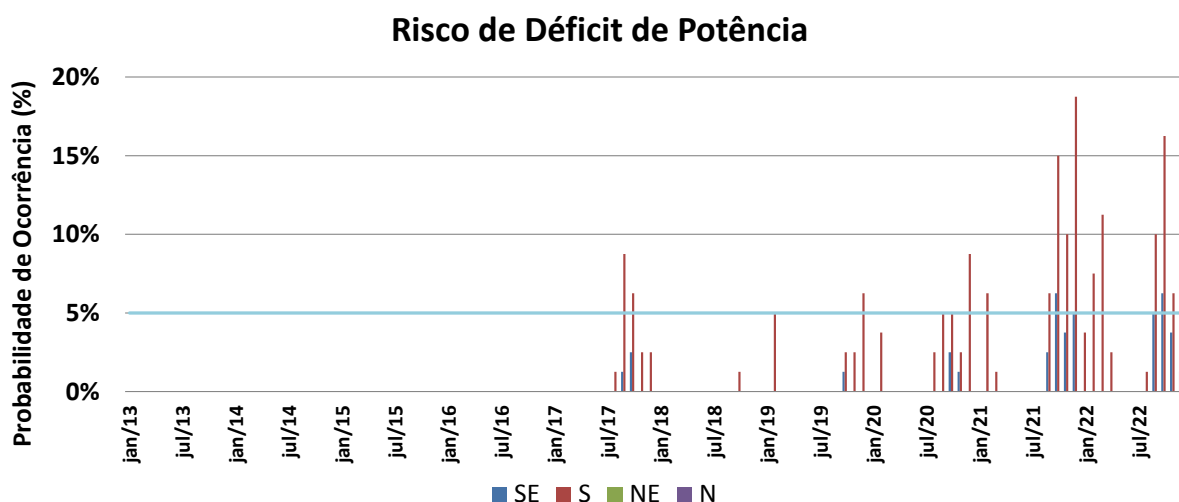
Apesar da redução na projeção do mercado médio de energia, os ajustes relativos ao conceito de demanda máxima, no que tange às usinas não despachadas centralizadamente, implicam um aumento dos valores de projeção da demanda no horário de ponta. O Gráfico 50 apresenta a diferença entre a projeção da demanda máxima de potência do SIN deste ciclo de planejamento e do ciclo anterior, que corresponde a um aumento de mais de 1.500 MW no início do horizonte deste plano. Tais ajustes na metodologia devem ser consolidados visto que, variações no perfil da carga, impactam diretamente nas condições de atendimento.

Gráfico 50 – Comparativo da Máxima Projeção de Demanda de Ponta : PDE2022 vs. PDE2021



O aumento na projeção da demanda máxima aliado à redução na disponibilidade de potência, implicou um aumento dos cenários de déficit em relação ao PDE 2021. O Gráfico 51 apresenta o risco de qualquer déficit de potência do sistema. Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, os déficits de potência ocorrem no segundo semestre de 2017 com probabilidade superior a 5% porém, em 2018, este risco diminui. Após 2019, a probabilidade de ocorrer déficit com probabilidade superior a 5% aumenta a cada ano, sendo 2021 o ano com maior incidência, onde se destaca a Região Sul. A Região Sudeste também apresenta alguns cenários de não atendimento, porém com probabilidade de ocorrência bem inferior à Região Sul. Os déficits na Região Sudeste ocorrem a partir de setembro de 2017 e, até o segundo semestre de 2021, o risco nesta região é inferior a 5%. Nas Regiões Norte e Nordeste, não foram identificados cenários de déficit de potência no horizonte deste plano.

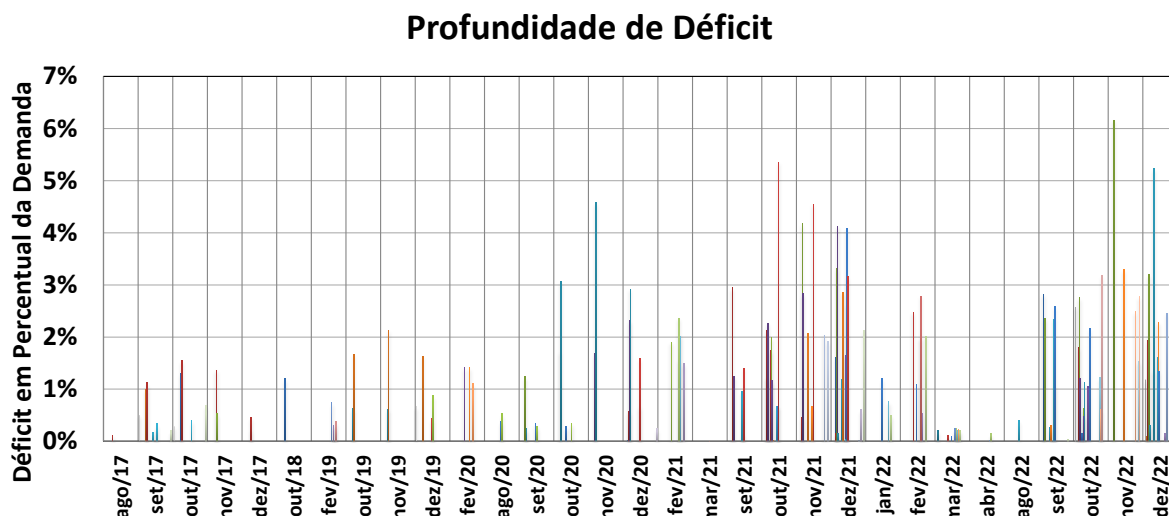
Gráfico 51 – Risco de déficit de potência



Fonte: EPE

O Gráfico 52 apresenta a profundidade dos déficits com relação à demanda do SIN. Em cada mês, foram somados os déficits que ocorrem na mesma série de todos os subsistemas, pois, conforme a metodologia apresentada, é priorizado o atendimento à demanda local, concentrando assim os déficits nos subsistemas importadores. Entretanto, caso haja disponibilidade de intercâmbio, é possível que, em uma situação de déficit, este seja repartido entre os subsistemas, evitando assim a ocorrência de cortes muito profundos em uma região, o que deve ser feito na operação do sistema, minimizando assim seus efeitos. Assim, o cenário identificado com maior profundidade ocorre no último ano do horizonte deste plano e atinge um valor que corresponde a 6,2% da demanda do SIN.

Gráfico 52 – Profundidade dos déficits com relação à demanda



O Gráfico 53 apresenta as sobras de potência, em cada região, após todas as etapas do intercâmbio. Os valores negativos, nas regiões Sudeste e Sul, indicam os déficits apresentados no Gráfico 51. Valores nulos de sobras indicam que a região ou exportou todas suas sobras ou precisou receber potência de outras regiões para atender sua demanda. No caso do Sul, esses valores indicam recebimento de potência, evidenciando assim a característica importadora desta região. As sobras significativamente baixas da Região Norte em relação à Região Nordeste se devem ao fato da metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. Como mostrado no Gráfico 48, a Região Norte possui grande disponibilidade hidrelétrica, enquanto a Região Nordeste apresenta grande disponibilidade termelétrica.

O Gráfico 54 apresenta a necessidade de utilização dos intercâmbios no horário de ponta. Vale ressaltar que esta utilização não diz respeito à otimização dos recursos energéticos e nem representa uma operação de mínimo custo na ponta. Além disso, na metodologia atual não é considerado o agrupamento de intercâmbio, o que vem sendo estudado para implementação nos próximos estudos. A utilização das interligações pode ser maior do que os valores aqui apresentados, caso isso conduza a uma operação de menor custo. Observa-se que em 2015 e 2017 há uma probabilidade de 30% e 46%, respectivamente, de utilização da interligação Imperatriz-Sudeste no seu limite. No entanto, em 2016 e 2018, a probabilidade é de 14% e 17%, respectivamente, devido às ampliações previstas para esta interligação nestes anos. Com relação à região Sul, os limites planejados para seu recebimento, aqui representados pela interligação Sudeste-Sul, mostram-se capazes de garantir o suprimento a essa região, visto que a necessidade de importação chega a utilizar aproximadamente 56% da capacidade da interligação planejada.

Gráfico 53 – Sobras finais de potência

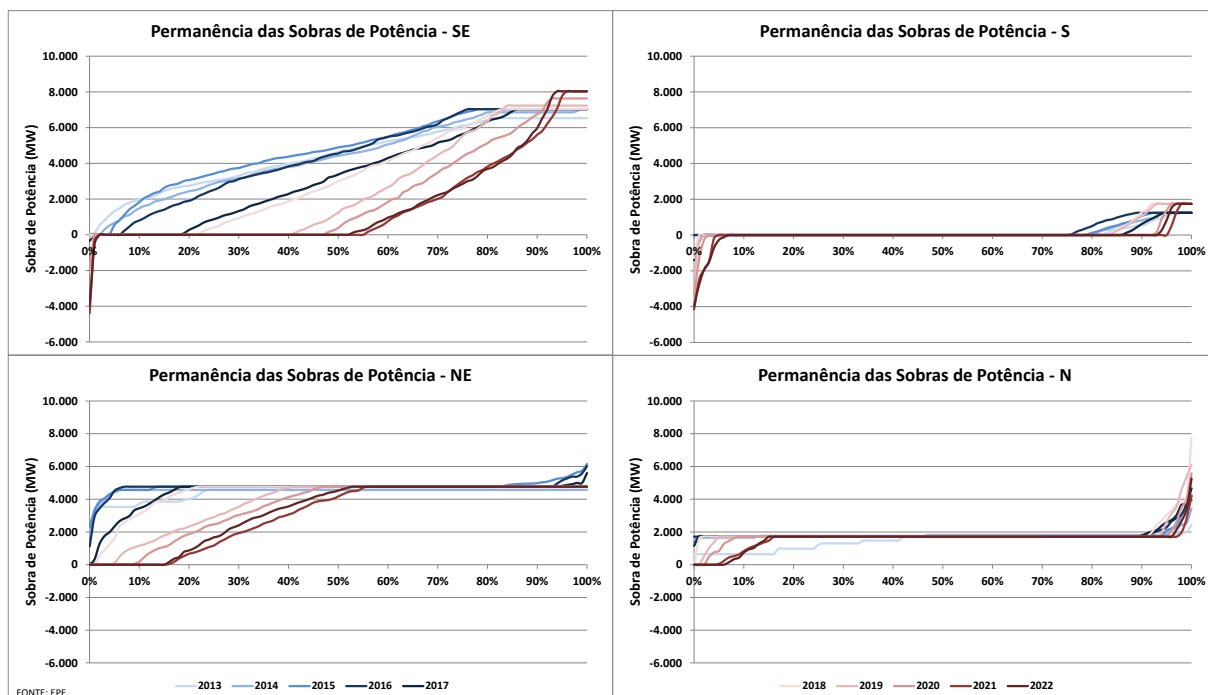
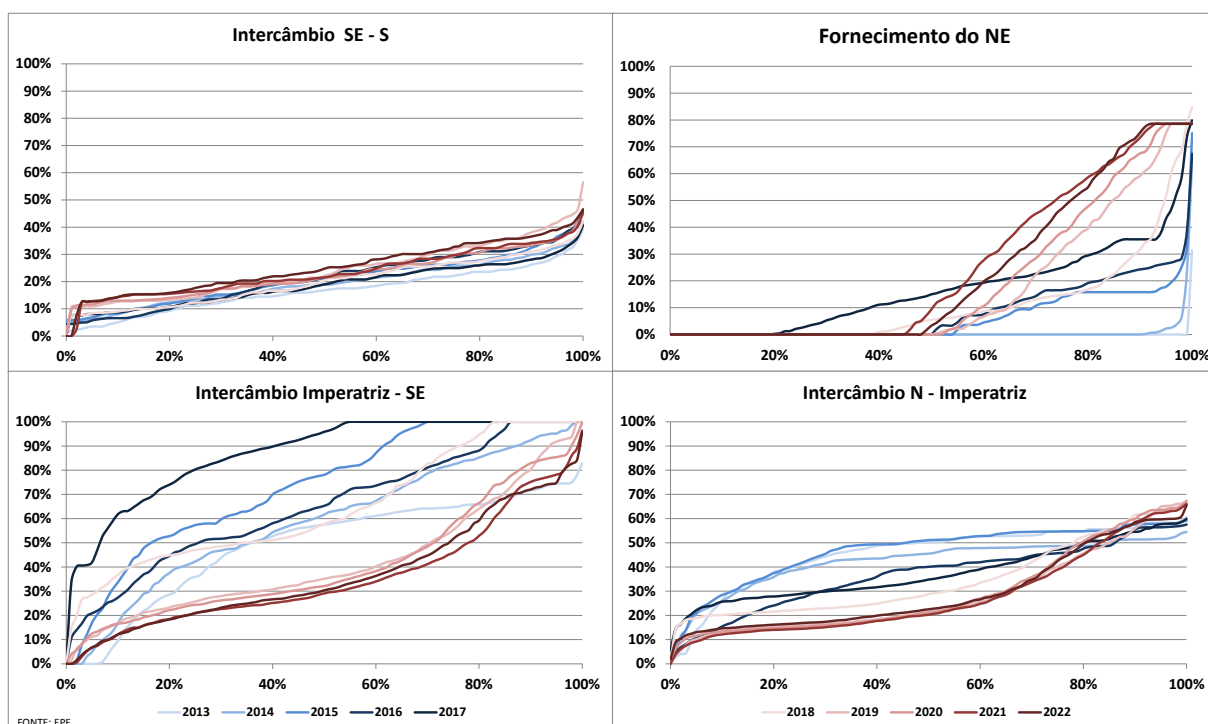


Gráfico 54 – Necessidade de utilização das interligações



Contudo, mesmo havendo cenários significativos de utilização da capacidade total da interligação Imperatriz-Sudeste já em 2015, destaca-se que o resultado do estudo apresenta cenários de déficit somente a partir de 2017, com a maioria destes déficits ocorrendo na Região Sul. Este fato ensejou uma análise mais detalhada desta interligação, com a finalidade de avaliar melhor a necessidade de

antecipar as ampliações já previstas para esta interligação. O Gráfico 55 e o Gráfico 56 apresentam, nas curvas azuis, a permanência de utilização da interligação Imperatriz-Sudeste nos anos de 2013 a 2020. Para cada cenário, tem-se o respectivo valor de sobra de potência na região Sul, onde os valores negativos de sobra correspondem aos déficits apresentados neste subsistema. Em 2017, ano em que esta linha chega a ser utilizada em seu limite em 46% dos cenários, nota-se que há déficit no Sul nos mesmos cenários de utilização da Imperatriz-Sudeste no seu limite. A partir de 2018, a utilização em seu limite diminui e os cenários de déficit passam a ocorrer mesmo havendo disponibilidade de intercâmbio nesta interligação.

Gráfico 55 – Utilização da interligação Imperatriz-Sudeste x sobra de potência no Sul (2013-2016)

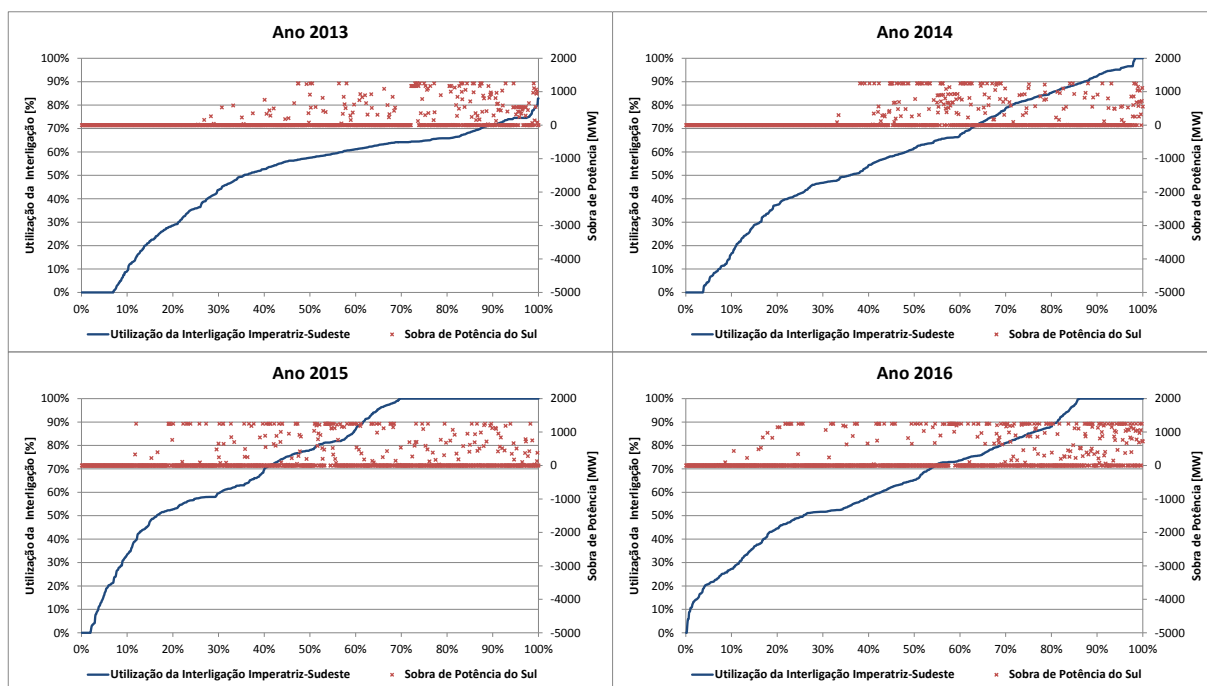
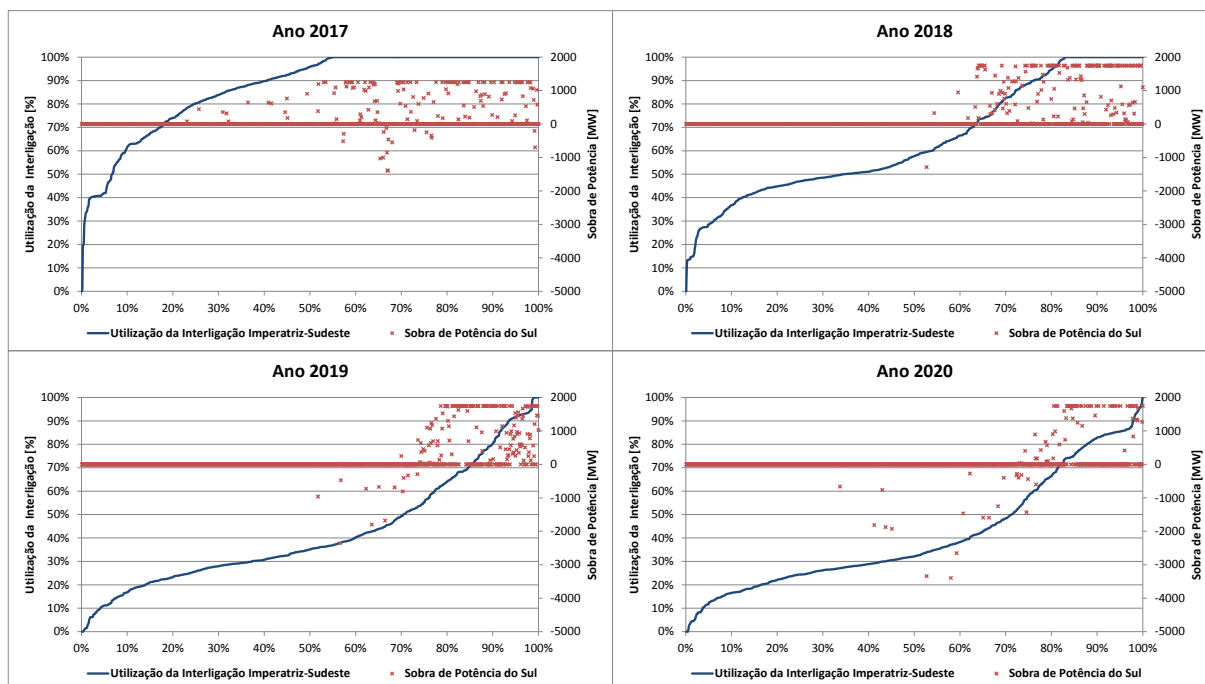
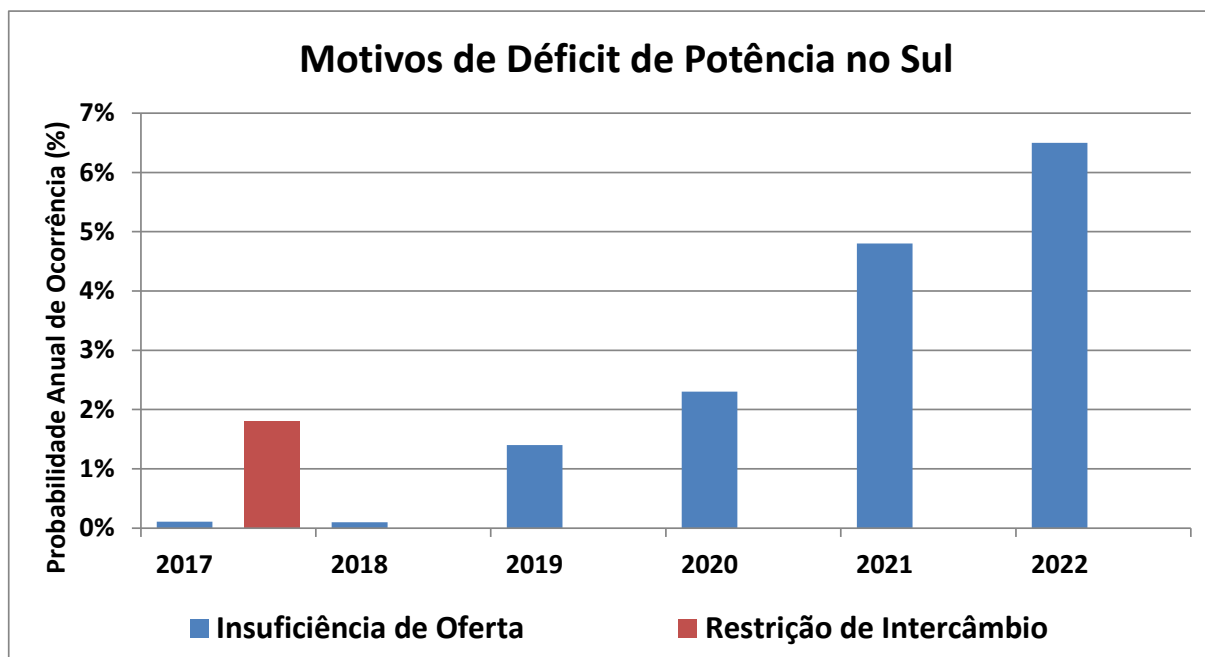


Gráfico 56 – Utilização da interligação Imperatriz-Sudeste x sobra de potência no Sul (2017-2020)

O Gráfico 57 confirma o que, em 2017, praticamente todos os déficits de potência verificados na região Sul ocorrem pela utilização da interligação Imperatriz-Sudeste em seu limite. Destaca-se que este ano é marcado por uma redução de oferta no Sudeste devido ao atraso de Angra 3, provocando, desta forma, um incremento da necessidade de importação de energia do Norte e Nordeste pelo Sudeste e Sul. Assim, em 2017, quando ocorre déficit no Sul, verifica-se um excedente de oferta de energia no Norte e Nordeste que não consegue ser escoado por esta interligação.

Após 2017, com a ampliação prevista na interligação Imperatriz-Sudeste, os déficits não ocorrem mais por motivo de restrição de intercâmbio, mas por uma disponibilidade de oferta menor que a demanda na ponta. Entretanto, a utilização das interligações poderá ser determinante na indicação de alternativas para a mitigação deste risco.

Gráfico 57 – Risco anual de déficit de potência no Sul



Conclui-se que, considerando a disponibilidade máxima de potência e a demanda máxima projetada neste estudo, o risco de déficit até 2017 é de baixa probabilidade de ocorrência e profundidade. No entanto, existe, ao longo dos anos, um aumento deste risco, culminando em valores que exigem uma análise cuidadosa sobre possíveis medidas preventivas. A redução na projeção do mercado médio de energia frente ao aumento da projeção da demanda de ponta, resultado de alterações metodológicas implementadas neste ciclo, demonstra que esta informação também deve ser avaliada, e suas premissas consolidadas.

No momento, são objetos de estudo as alternativas, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, para ampliação do parque instalado, devido ao risco e profundidade dos déficits de potência observados neste PDE. Dessa forma, a análise econômica deve englobar tanto a avaliação de alternativas que reduzam o custo adicional de operação para atendimento à demanda máxima, quanto a indicação de alternativas de fontes que sejam mais apropriadas para o horário de ponta, de modo a evitar uma sobreoferta de energia nos demais patamares de carga.

10. Estimativa de Investimentos

A expansão em geração, no período de 2013 a 2022, requer investimentos da ordem de R\$ 200 bilhões. Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos refere-se às usinas já autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O montante a investir em novas usinas, ainda não contratadas ou autorizadas (planejadas) é da ordem de R\$ 122 bilhões, sendo 61% em hidrelétricas, 38% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica) e 1% em termelétricas.

A Tabela 49 apresenta a composição do custo de investimento por tipo de fonte de geração.

Tabela 49 – Estimativa de investimentos em geração de energia

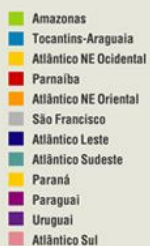
TIPO DE FONTES	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%
HIDRO	33,90	43,5	74,79	61,3	108,69	54,4
PCH + BIOMASSA + EÓLICA	35,22	45,2	45,88	37,6	81,10	40,6
TERMELÉTRICA	8,82	11,3	1,36	1,1	10,18	5,1
- Nuclear	3,52	4,5	0,00	0	3,52	1,8
- Gás natural	3,54	4,5	1,36	1,1	4,90	2,4
- Carvão	0,92	1,2	0,00	0,0	0,92	0,5
- Óleo combustível/diesel	0,86	1,1	0,00	0,0	0,86	0,4
TOTAL	77,95		122,03		199,98	

Notas: Os investimentos abrangem as parcelas de desembolso que ocorrem no período decenal.

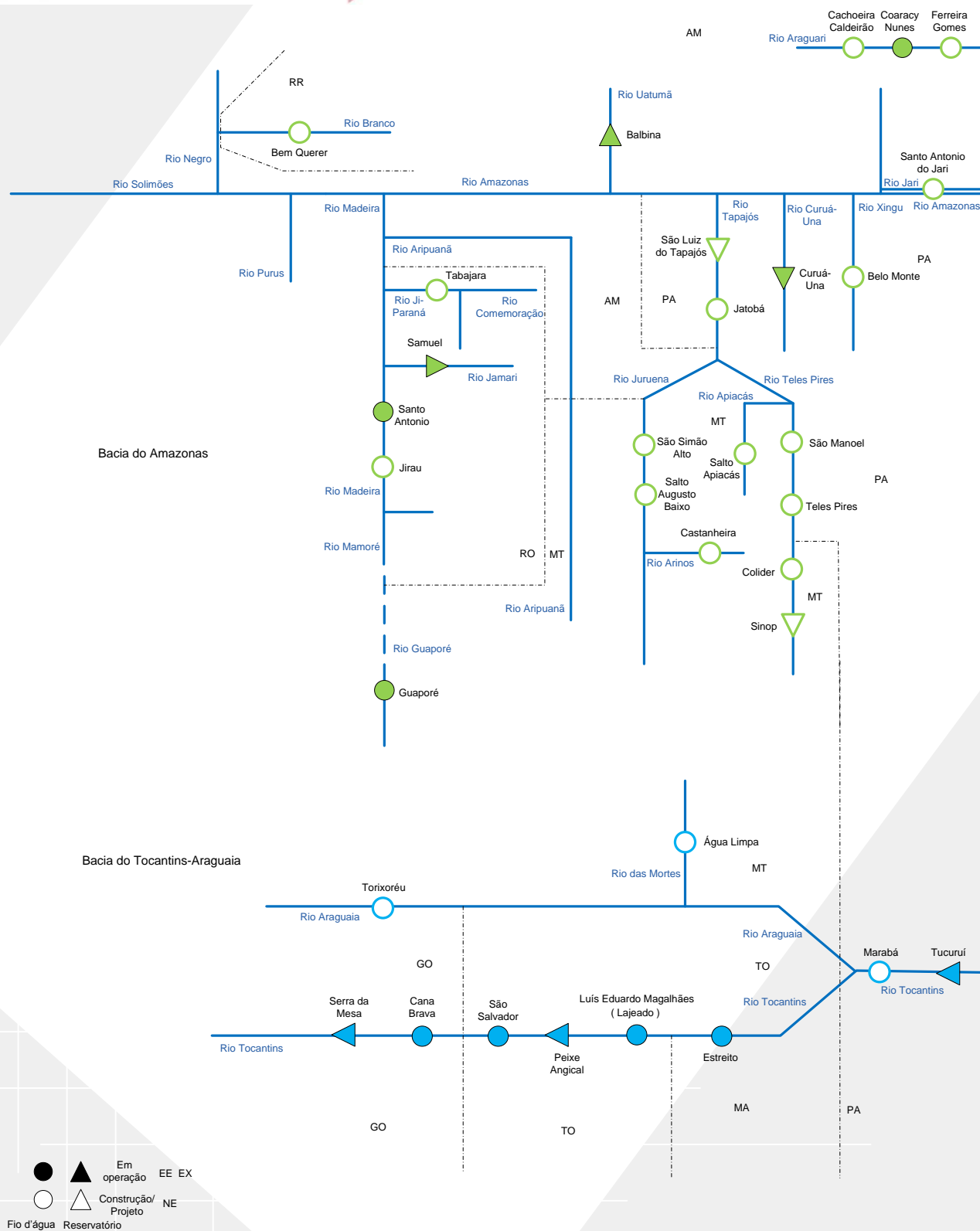
Data base: Dez/2012

Fonte: EPE.

As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras



Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2005.

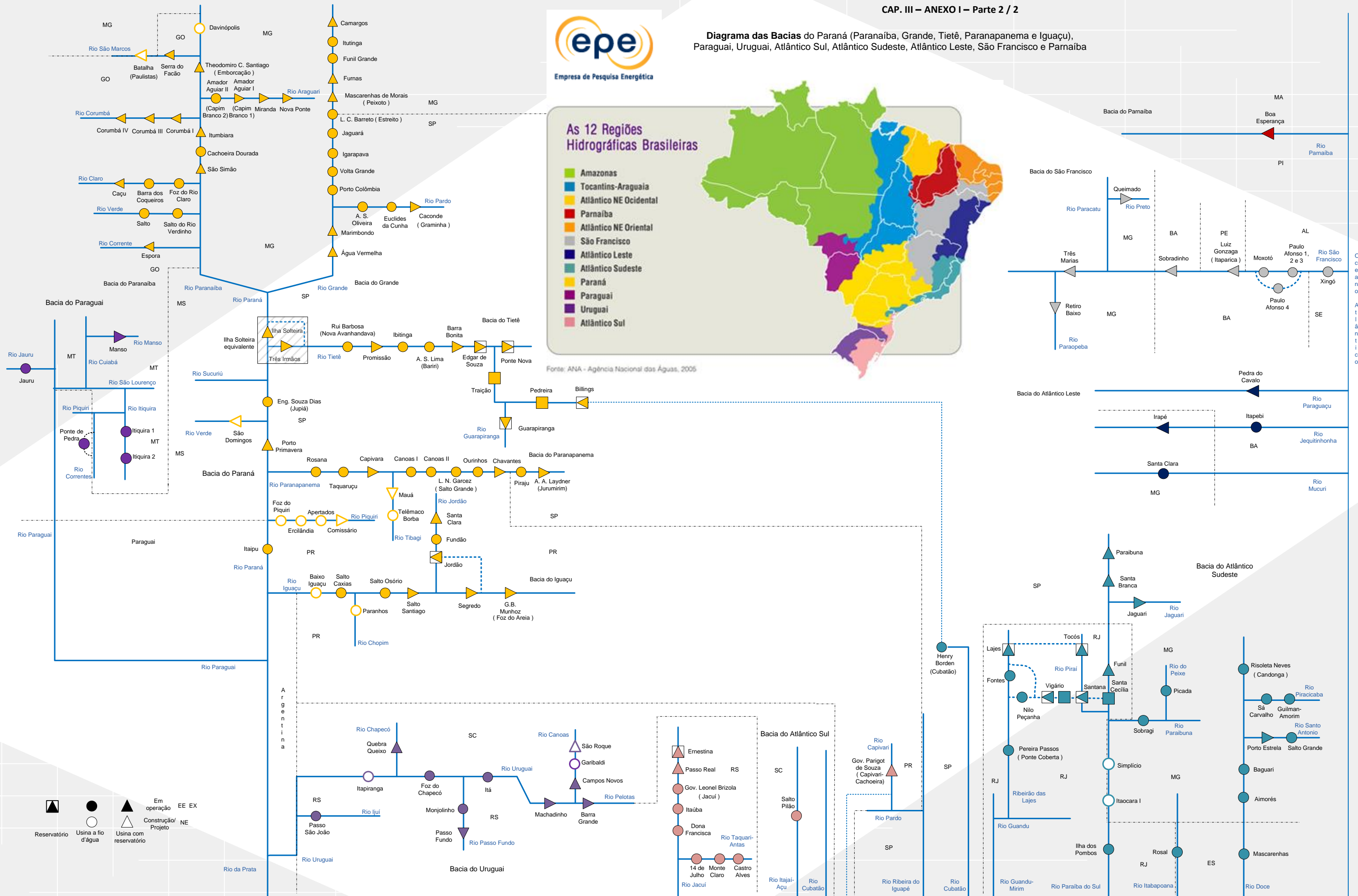


As 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras

Legend:

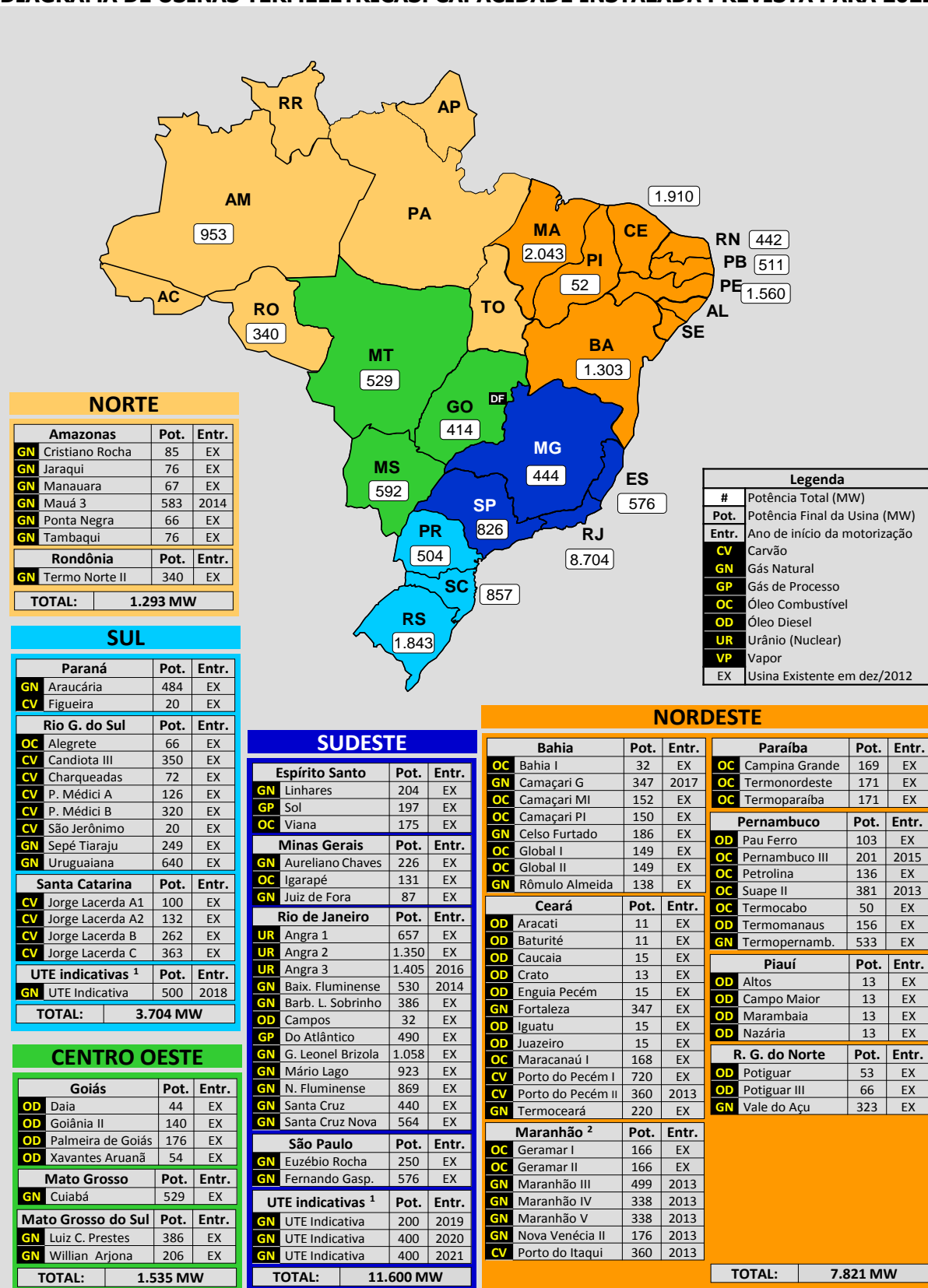
- Amazonas
- Tocantins-Araguaia
- Atlântico NE Ocidental
- Parnaíba
- Atlântico NE Oriental
- São Francisco
- Atlântico Leste
- Atlântico Sudeste
- Paraná
- Paraguai
- Uruguai
- Atlântico Sul

Fonte: ANA - Agência Nacional das Águas, 2006



CAP. III - ANEXO II

DIAGRAMA DE USINAS TERMELÉTRICAS: CAPACIDADE INSTALADA PREVISTA PARA 2022

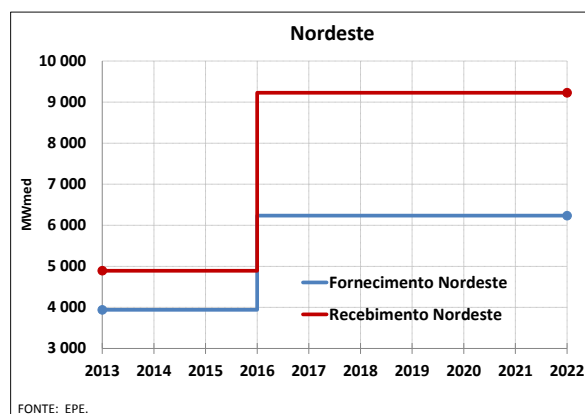
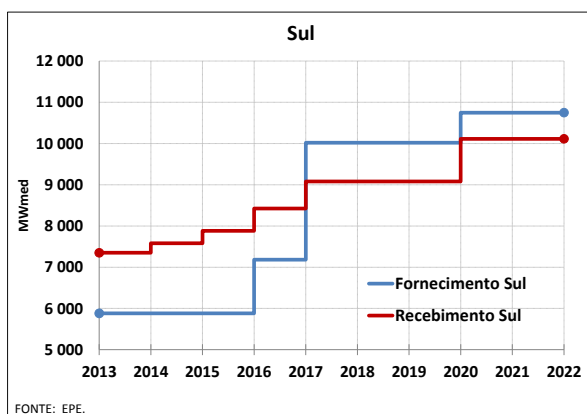
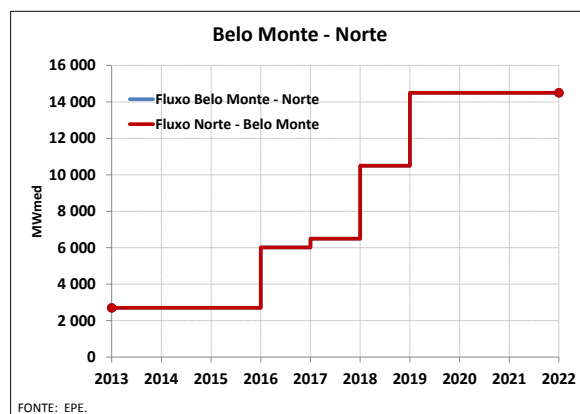
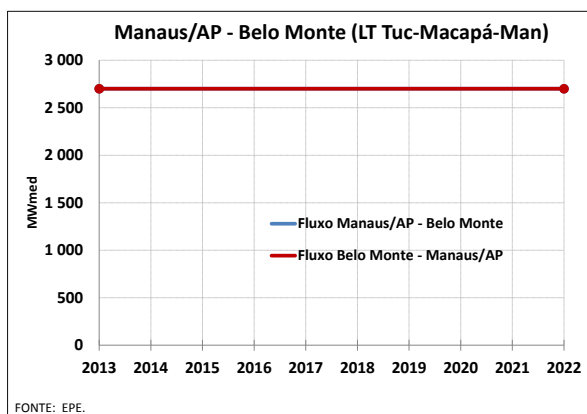
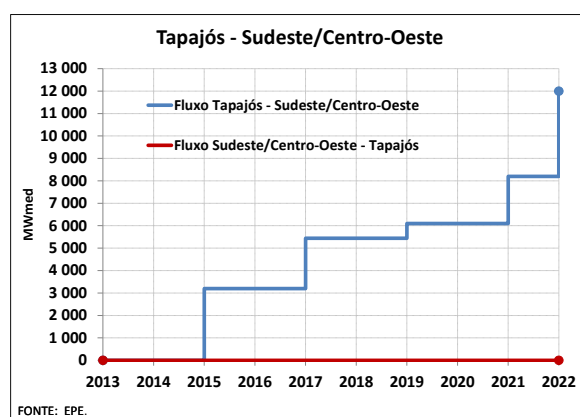
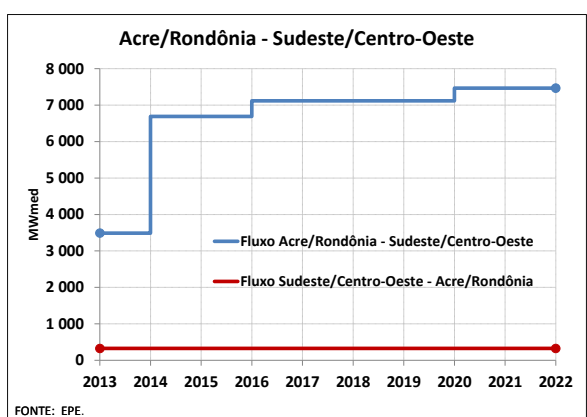
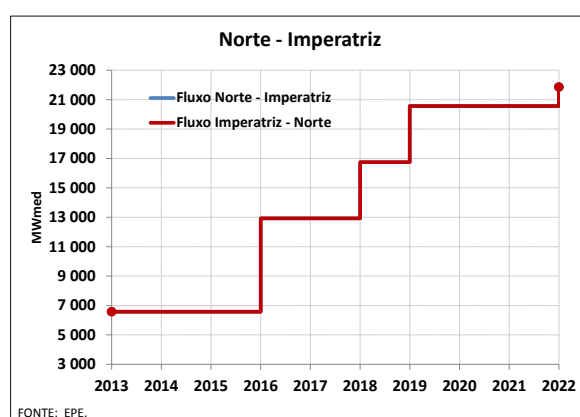
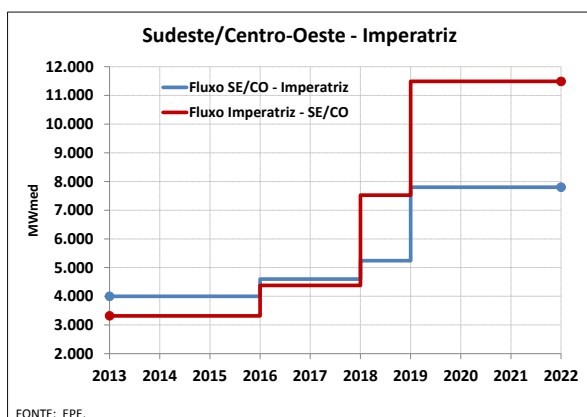
¹ As UTE indicativas não foram consideradas no mapa, uma vez que não possuem coordenadas geográficas definidas.² Usinas localizadas geograficamente na região Nordeste, porém conectadas eletricamente na região Norte.

Fonte: Elaboração EPE

CAP. III - ANEXO III**EXPANSÃO DAS CAPACIDADES DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS
(MWmed – capacidade final no ano)**

	SE/CO - SUL		SUL - SE/CO		ITAIPU - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SE/CO	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013		3.505		2.719		6.300		6.800
2014	111	3.616		2.719		6.300		6.800
2015	98	3.714		2.719		6.300		6.800
2016	546	4.260	664	3.383		6.300		6.800
2017	911	5.171	1.695	5.078		6.300		6.800
2018		5.171		5.078		6.300		6.800
2019		5.171		5.078		6.300		6.800
2020	313	5.484	410	5.488		6.300		6.800
2021		5.484		5.488		6.300		6.800
2022		5.484		5.488		6.300		6.800
	ITAIPU - SE/CO		ITAIPU - SUL		SUL - IVAIPORÃ		IVAIPORÃ - SUL	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013		5.500		1.834		3.094		2.012
2014		5.500	48	1.882		3.094	71	2.083
2015		5.500	76	1.958		3.094	126	2.209
2016		5.500	-134	1.824	456	3.550	131	2.340
2017		5.500	-120	1.704	878	4.428	-134	2.206
2018		5.500		1.704		4.428		2.206
2019		5.500		1.704		4.428		2.206
2020		5.500	177	1.881	280	4.708	543	2.749
2021		5.500		1.881		4.708		2.749
2022		5.500		1.881		4.708		2.749
	SE/CO - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - SE/CO		NORDESTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORDESTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013		4.000		3.319	825	3.341	694	3.894
2014		4.000		3.319		3.341		3.894
2015		4.000		3.319		3.341		3.894
2016	598	4.598	1.061	4.380	685	4.026	4.416	8.310
2017		4.598		4.380		4.026		8.310
2018	642	5.240	3.142	7.522		4.026		8.310
2019	2.560	7.800	3.966	11.488		4.026		8.310
2020		7.800		11.488		4.026		8.310
2021		7.800		11.488		4.026		8.310
2022		7.800		11.488		4.026		8.310
	SE/CO - NORDESTE		NORDESTE - SE/CO		NORTE - IMPERATRIZ		IMPERATRIZ - NORTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013		1.000		600		6.580		6.580
2014		1.000		600		6.580		6.580
2015		1.000		600		6.580		6.580
2016	-82	918	1.608	2.208	6.340	12.920	6.340	12.920
2017		918		2.208		12.920		12.920
2018		918		2.208	3.820	16.740	3.820	16.740
2019		918		2.208	3.820	20.560	3.820	20.560
2020		918		2.208		20.560		20.560
2021		918		2.208		20.560		20.560
2022		918		2.208	1.300	21.860	1.300	21.860
	AC/RO - SE/CO		SE/CO - AC/RO		BELO MONTE - MAN/AP		MAN/AP - BELO MONTE	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013	3.456	3.490	145	325	2.700	2.700	2.700	2.700
2014	3.200	6.690		325		2.700		2.700
2015		6.690		325		2.700		2.700
2016	426	7.116		325		2.700		2.700
2017		7.116		325		2.700		2.700
2018		7.116		325		2.700		2.700
2019		7.116		325		2.700		2.700
2020	350	7.466		325		2.700		2.700
2021		7.466		325		2.700		2.700
2022		7.466		325		2.700		2.700
	BELO MONTE - N		N - BELO MONTE		TP - SE/CO		SUL - ITAIPU	
	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade	Expansão	Capacidade
2013	2.700	2.700	2.700	2.700				69
2014		2.700		2.700				69
2015		2.700		2.700	3.200	3.200		69
2016	3.312	6.012	3.312	6.012		3.200	183	252
2017	488	6.500	488	6.500	2.240	5.440	261	513
2018	4.000	10.500	4.000	10.500		5.440		513
2019	4.000	14.500	4.000	14.500	660	6.100		513
2020		14.500		14.500		6.100	40	553
2021		14.500		14.500	2.100	8.200		553
2022		14.500		14.500	3.800	12.000		553

Fonte: Elaboração EPE



CAP. III - ANEXO IV

AGRUPAMENTO DE INTERCÂMBIOS (MWmed)

	Recebimento NE - Carga Pesada					Recebimento NE - Carga Média					Recebimento NE - Carga Leve			
	Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total
2013		5 200		4 200	2013		4 900		4 200	2013		4 800		4 200
2014		5 200		4 200	2014		4 900		4 200	2014		4 800		4 200
2015		5 200		4 200	2015		4 900		4 200	2015		4 800		4 200
2016	4 028	9 228	2 631	6 831	2016	4 328	9 228		4 900	2016	4 428	9 228	600	4 800
2017		9 228		6 831	2017		9 228	1 931	6 831	2017		9 228	2 031	6 831
2018		9 228		6 831	2018		9 228		6 831	2018		9 228		6 831
2019		9 228		6 831	2019		9 228		6 831	2019		9 228		6 831
2020		9 228		6 831	2020		9 228		6 831	2020		9 228		6 831
2021		9 228		6 831	2021		9 228		6 831	2021		9 228		6 831
2022		9 228		6 831	2022		9 228		6 831	2022		9 228		6 831

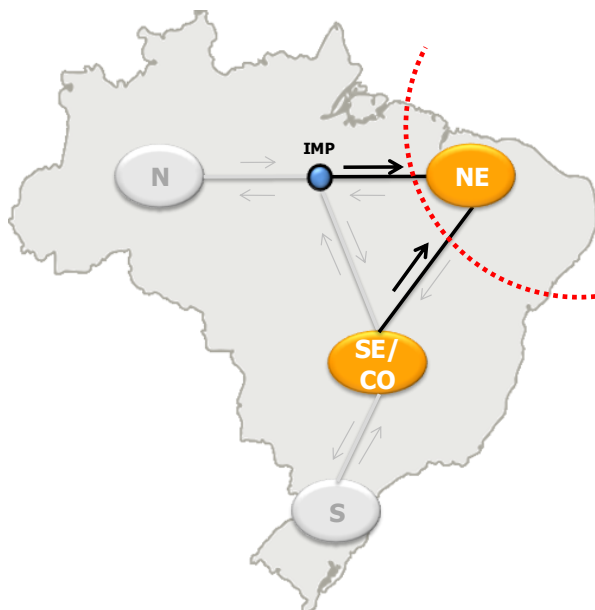
Exportação NE						
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2013	950	3 700	800	3 000	1 400	4 500
2014		3 700		3 000		4 500
2015		3 700		3 000		4 500
2016	2 363	6 063	3 063	6 063	1 678	6 178
2017		6 063		6 063		6 178
2018		6 063		6 063		6 178
2019		6 063		6 063		6 178
2020		6 063		6 063		6 178
2021		6 063		6 063		6 178
2022		6 063		6 063		6 178

Exportação SE/CO - N/NE						
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2013		4 200		4 200		4 200
2014		4 200		4 200		4 200
2015		4 200		4 200		4 200
2016	1 195	5 395	1 195	5 395	1 195	5 395
2017		7 675	2 280	7 675		7 675
2018		7 675		7 675		7 675
2019	2 615	10 290	2 615	10 290	2 615	10 290
2020		10 290		10 290		10 290
2021		10 290		10 290		10 290
2022		10 290		10 290		10 290

Exportação N/NE-SE/CO - Carga Pesada					Exportação N/NE-SE/CO - Carga Média					Exportação N/NE-SE/CO - Carga Leve				
	Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total
2013		0		0	2013		0		0	2013		0		0
2014		0		0	2014		0		0	2014		0		0
2015		0		0	2015		0		0	2015		0		0
2016	5 220	5 220	5 990	5 990	2016	5 220	5 220	5 991	5 990	2016	5 350	5 350	5 990	5 990
2017		5 220		5 990	2017		5 220		5 990	2017		5 350		5 990
2018	2 526	7 746		9 272	2018	2 526	7 746	3 282	9 272	2018	1 764	7 114	3 282	9 272
2019	4 944	12 690		9 272	2019	4 944	12 690		9 272	2019	4 746	11 860		9 272
2020		12 690		9 272	2020		12 690		9 272	2020		11 860		9 272
2021		12 690		9 272	2021		12 690		9 272	2021		11 860		9 272
2022		12 690		9 272	2022		12 690		9 272	2022		11 860		9 272

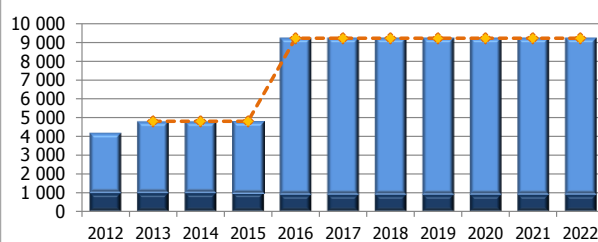
FONTE: EPE.

Recebimento Nordeste

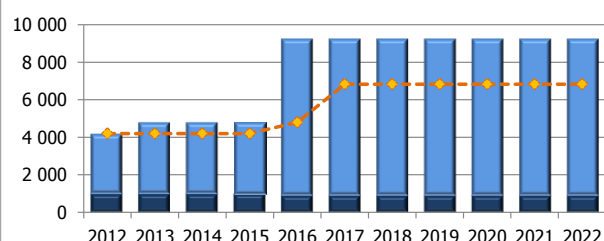


FONTE: EPE.

Carga Leve - Período Úmido

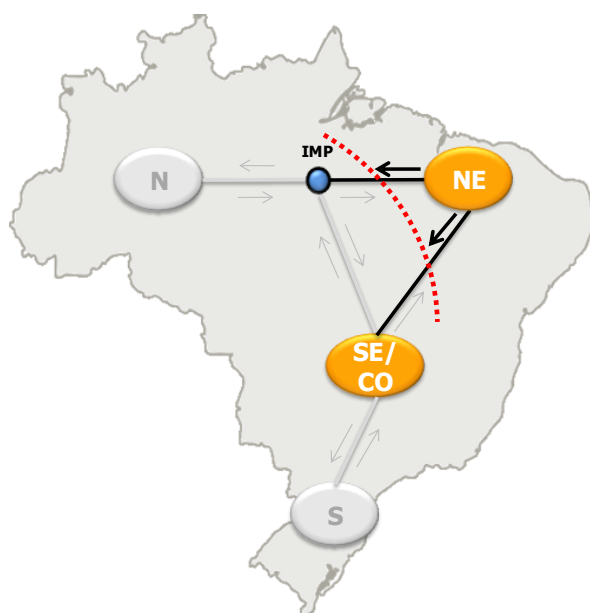


Carga Leve - Período Seco



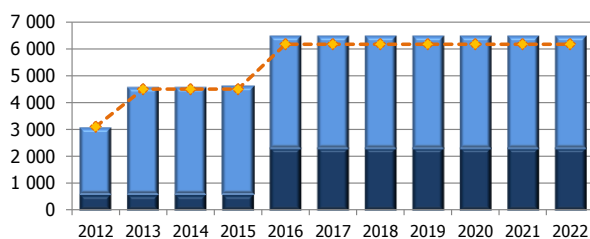
SE-NE IMP-NE Limite do Agrupamento

Exportação Nordeste

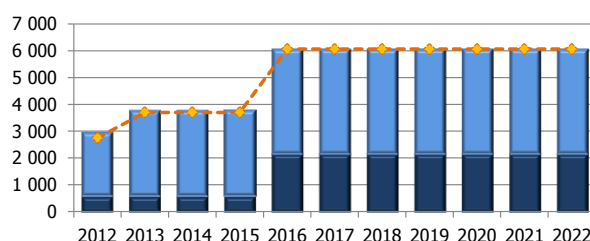


FONTE: EPE.

Carga Leve

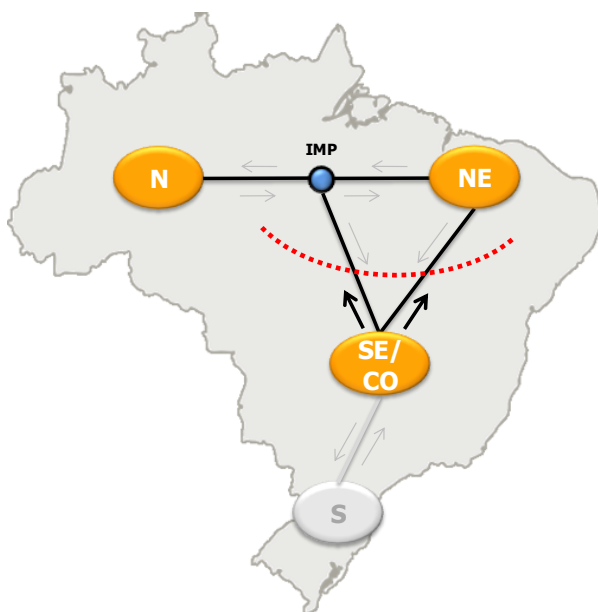


Carga Pesada



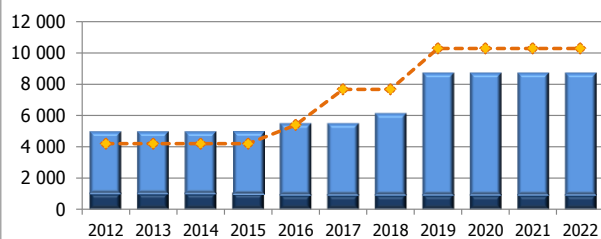
NE-SE NE-IMP Limite do Agrupamento

Exportação Sudeste/Centro-Oeste - Norte/Nordeste

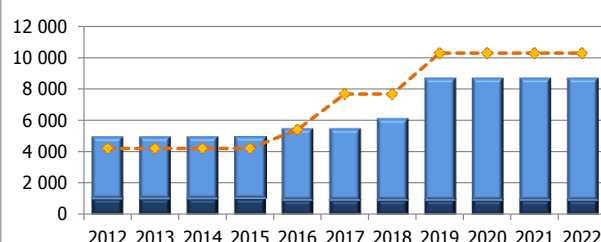


FONTE: EPE.

Carga Leve

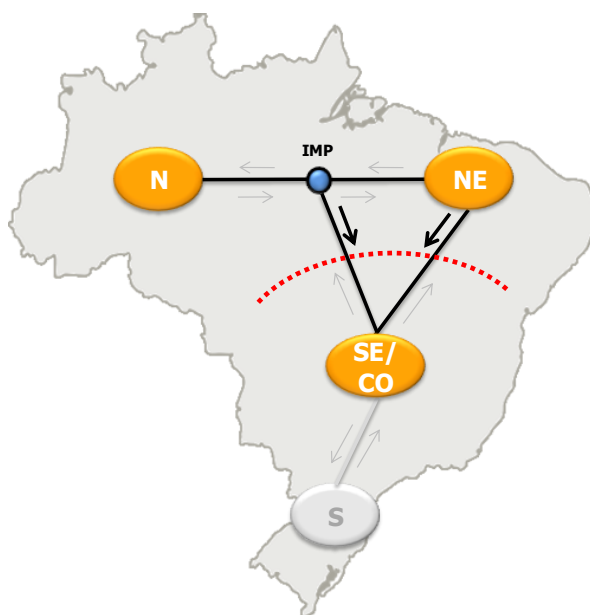


Carga Pesada



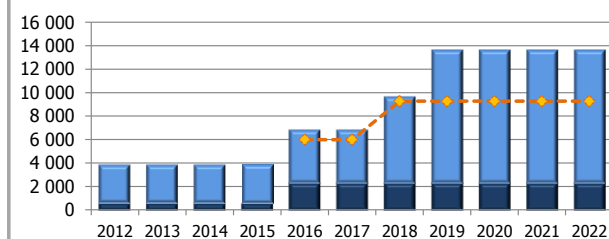
SE-NE SE-IMP Limite do Agrupamento

Exportação Norte/Nordeste - Sudeste/Centro-Oeste

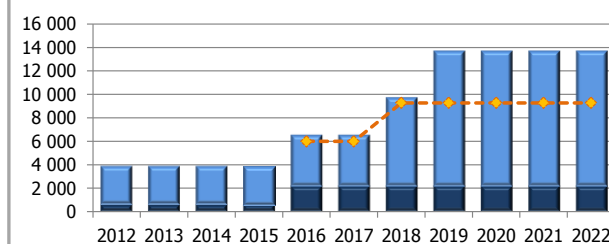


FONTE: EPE.

Carga Leve



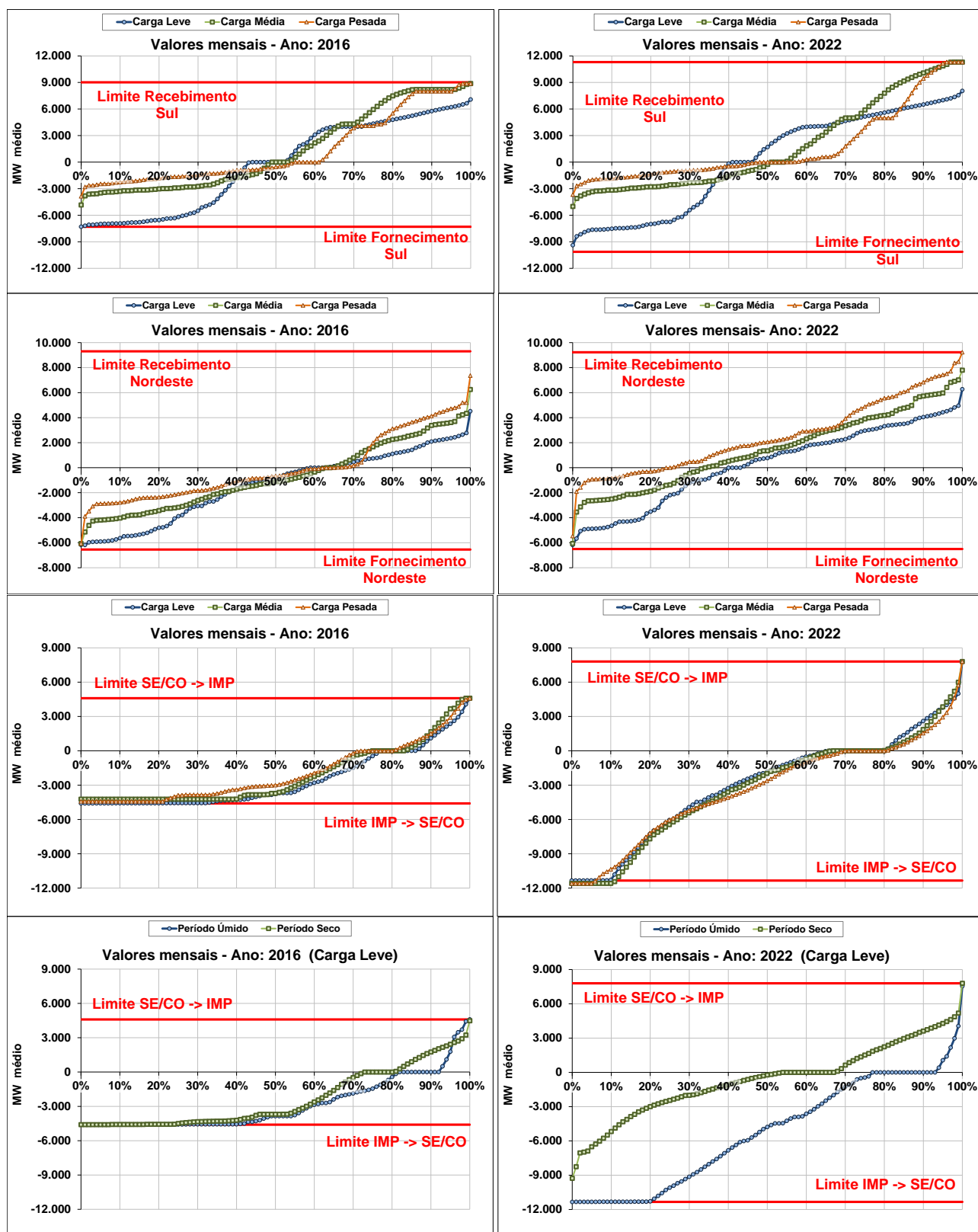
Carga Pesada



NE-SE IMP-SE Limite do Agrupamento

CAP. III - ANEXO V

DISTRIBUIÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NAS INTERLIGAÇÕES (MWmed) – CURVAS DE PERMANÊNCIA



FONTE: EPE.

IV – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são descritos os principais aspectos que nortearam o estabelecimento da configuração de referência do sistema de transmissão e sua evolução ao longo do período decenal. São também ressaltados alguns aspectos específicos dos procedimentos dos estudos.

São apresentados os principais resultados das análises da expansão dos sistemas de transmissão, consolidados por região geoeletrica do SIN e por cada estado dessas regiões, abrangendo os dados principais do sistema elétrico e da carga de cada região e de cada estado, e o elenco de obras de transmissão previstas em cada estado no período 2013-2022. Uma relação dos principais estudos complementares necessários em cada região é também apresentada.

Em seguida, são apresentadas as estimativas da evolução física do sistema de transmissão em cada região, bem como dos montantes de investimentos associados e a evolução dos valores médios das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) no período decenal.

1. Considerações Iniciais

As atividades relativas ao planejamento da transmissão em caráter regional foram conduzidas 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.

Objetivo dos Estudos da Expansão da Transmissão

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, no SIN brasileiro a transmissão desempenha, ainda, o importante e papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.

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

O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede.

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

- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações;
- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações ao longo do período decenal, de modo a caracterizar a superação dos limites de carregamento dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão;
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST); e
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

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

Crerios e Procedimentos dos Estudos

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho apresentado em [33], sendo a seleção de alternativas conduzida sob ótica da equalização do desempenho elétrico e do 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.

2. Topologia da Rede de Transmissão

2.1 Configuração inicial

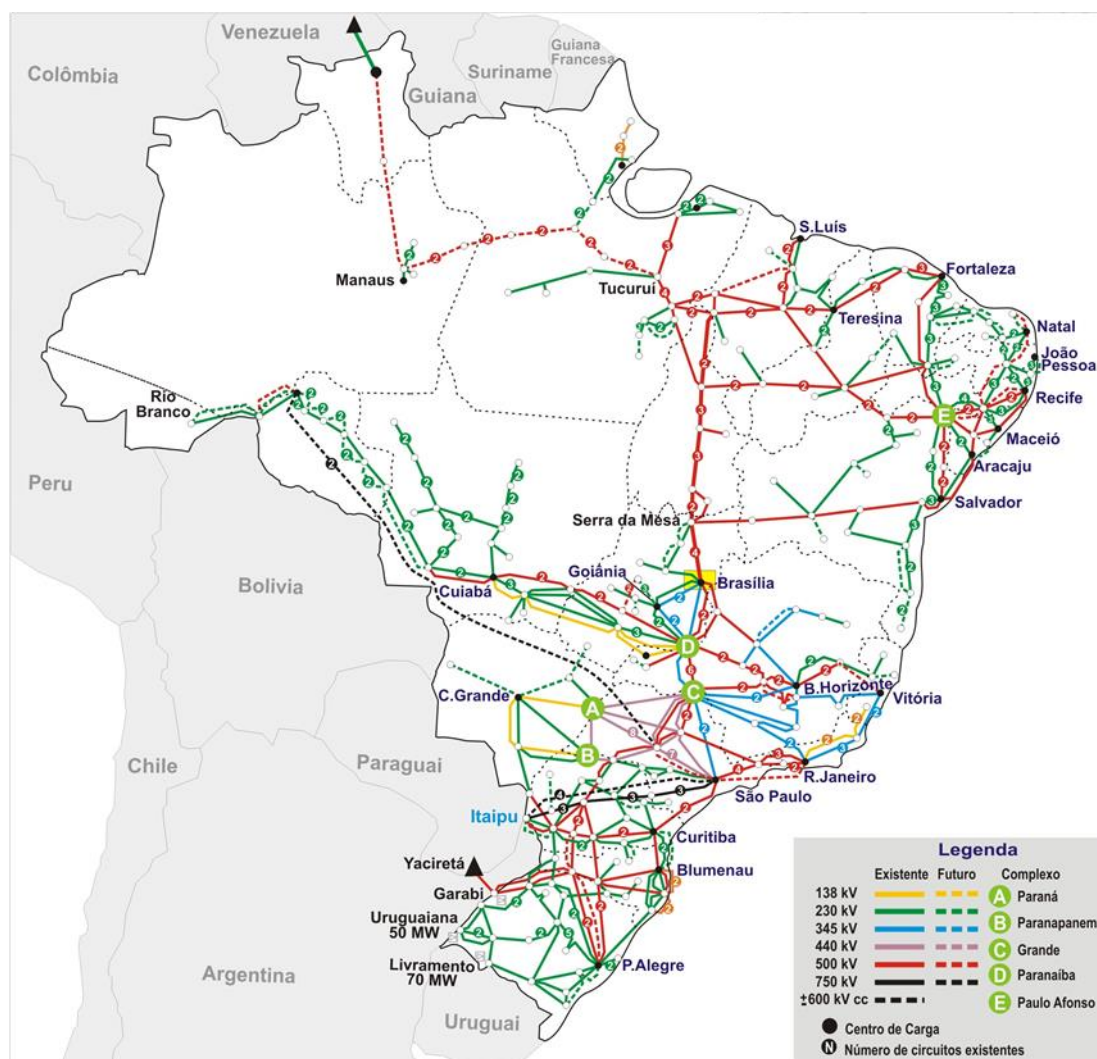
A Rede Básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Desta forma, a Rede Básica de transmissão do SIN, que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções:

- a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- a integração energética com os países vizinhos.

A Figura 5 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2012 indicando também algumas instalações a serem implantadas até 2015.

Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN



Fonte: ONS

2.2 Expansão do SIN e integração de usinas de grande porte e de novas fontes renováveis

A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla os empreendimentos recomendados nos Estudos Especiais da Transmissão, 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.

As referências [35] a [86] indicam o conjunto de estudos específicos realizados pelos GET nos anos de 2012 e 2013, os quais serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado.

Além dessas expansões foram consideradas, principalmente para os anos finais do período decenal, obras referenciais de integração das usinas de grande porte e das consequentes ampliações das interligações. Devem ser citadas, em particular, as instalações associadas às usinas do rio Tapajós, que estavam, quando da elaboração deste capítulo, em estudos de viabilidade.

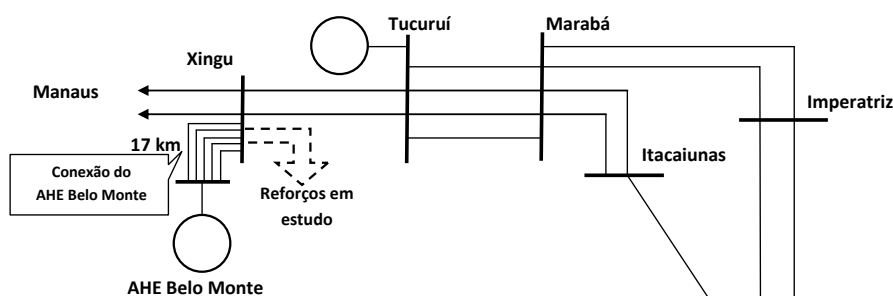
Integração do AHE Belo Monte

O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se 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, este complexo, cuja concessão foi objeto de licitação em abril/2010, terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária. Dentro do horizonte deste Plano de Decenal, está contemplada a motorização de toda a usina.

Estudos anteriores indicavam a conexão do AHE Belo Monte à Rede Básica na SE Colinas, por meio de dois circuitos de 751 km, em 750 kV. Para isto, previa-se aumento da capacidade de intercâmbio entre a SE Colinas e subestações na região Sudeste de cerca de 7.000 MW. Observe-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção da subestação Xingu, em 500 kV, integrante do sistema de transmissão Tucuruí-Manaus-Macapá, licitado em junho/2008, situada a aproximadamente 17 km da usina. Esta SE Xingu passou a ser o ponto de conexão de Belo Monte, envolvendo circuitos mais curtos e na tensão de 500 kV, o que levou a uma reavaliação dos estudos anteriores. Tal reavaliação foi realizada, no âmbito de um grupo de trabalho coordenado pela EPE.

A Figura 6 apresenta a conexão do AHE Belo Monte⁷⁹ considerada para o desenvolvimento dos estudos de expansão da transmissão que determinaram os reforços no sistema Norte decorrentes da sua implantação. Obviamente que a entrada desses reforços ocorrerá de forma compatível com a motorização das unidades geradoras de Belo Monte.

Figura 6 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu



Fonte: EPE

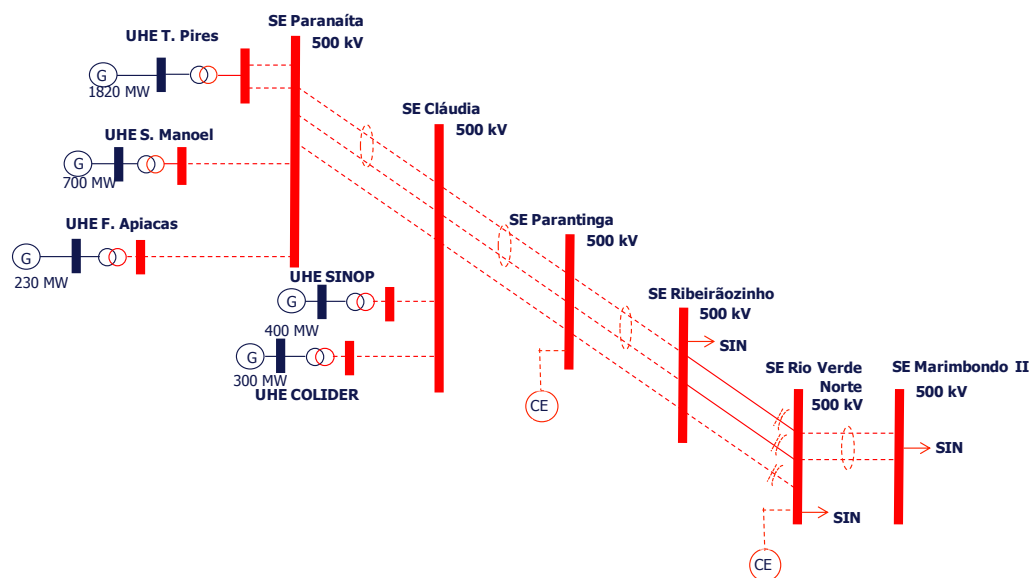
Ademais, ressalta-se que foi necessária a ampliação das capacidades das interligações Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste para assegurar o requisito indicado pelas análises e estudos energéticos para os anos finais do horizonte decenal. Os reforços nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, bem como a ampliação das interligações acima citadas estão apresentados nos itens seguintes deste Plano Decenal.

⁷⁹ Portaria SPE nº 2, de 12 de fevereiro de 2010 define no seu Art. 3º: Para efeitos de comercialização e autoprodução de energia elétrica, a Casa de Força Principal do AHE Belo Monte integrará o Submercado Norte, assegurada sua conexão à Rede Básica na Subestação Coletora de Xingu, no Estado do Pará.

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, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de 2015. Para efeito dos estudos eletroenergéticos, tais usinas foram consideradas conectadas em um novo subsistema interligado à região Sudeste/Centro-Oeste. Os estudos referentes à definição do sistema de transmissão para o escoamento da potência gerada pelas usinas da bacia do Teles Pires indicaram três linhas de transmissão em 500 kV partindo da SE Paranaíta (MT) até a SE Ribeirãozinho (MT), constituído por um circuito duplo e um circuito simples, com uma extensão de aproximadamente 1.000 km como apresentado no diagrama unifilar da Figura 7.

Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



Fonte: EPE

Destaque-se que este sistema será dotado de compensação série nas LT 500 kV Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho. Foi recomendado, ainda: a instalação de compensação série nos dois circuitos da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte; um terceiro circuito em 500 kV entre Ribeirãozinho e Rio Verde Norte; um circuito duplo em 500 kV entre Rio Verde Norte e a nova SE Marimbondo II; e dois compensadores estáticos, um na SE Paranatinga e outro na SE Rio Verde Norte 500 kV. O sistema de transmissão dimensionado para escoar a potência das usinas Colider (300 MW) e Teles Pires (1820 MW), já licitadas, 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 fez parte do leilão 002/2012, realizado em 09 de março de 2012. O restante do sistema recomendado será licitado posteriormente, de acordo com a entrada das demais usinas da região. O diagrama unifilar simplificado desse sistema é apresentado na Figura 7.

Conexão das usinas da bacia do Tapajós

Os estudos para definição do sistema de conexão das usinas da bacia do Tapajós encontram-se em estágio inicial, ressaltando-se que a configuração representada neste PDE 2022 é referencial e consta do conjunto de alternativas em análise.

Outras Fontes Renováveis de Energia

As usinas à biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e as usinas eólicas têm importância estratégica para o país pelos benefícios para o meio ambiente pois, juntamente com as usinas hidrelétricas, são fontes renováveis de energia.

A inclusão dessas fontes na matriz energética nacional atende as diretrizes definidas pelo governo federal de redução voluntária da emissão global projetada para 2020, na forma estabelecida na Comunicação Nacional do Brasil em Copenhague e na Lei nº 12.187/09.

O MME, no aprimoramento da regulamentação do setor elétrico por meio do decreto nº 6460/2008, que alterou o decreto nº 2655/1998, instituiu a Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, que tem como objetivo o incentivo à inserção da energia proveniente das fontes renováveis viabilizando os benefícios ambientais, operacionais e socioeconômicos destes projetos.

2.3 Interligações regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

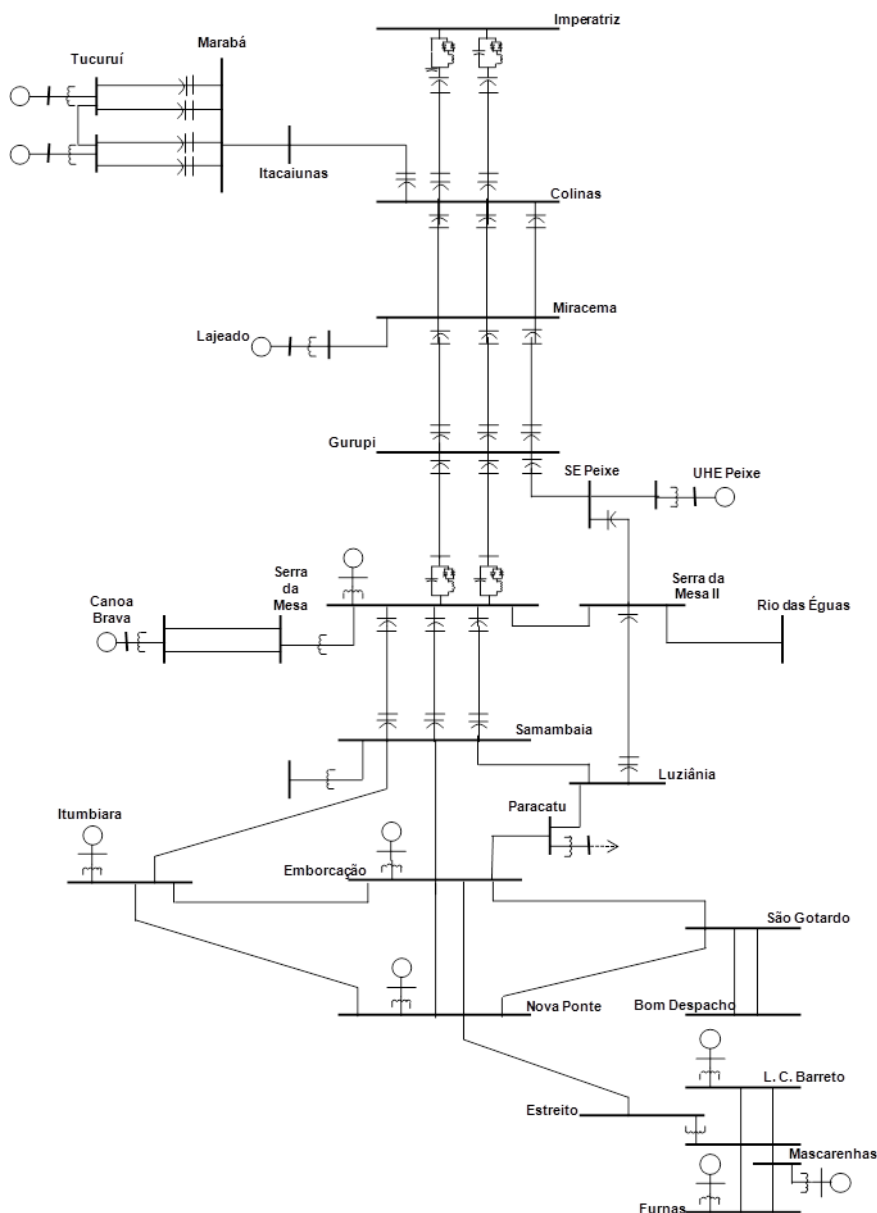
- Sul (S) – Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste – Centro-Oeste (SE/CO) – Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia;
- Norte (N) – Pará, Tocantins e Maranhão, a partir de 2012, parte do Amazonas e Amapá e, a partir de 2014, parte de Roraima, passarão a fazer parte deste submercado; e
- Nordeste (NE) – Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Nos itens seguintes serão apresentadas as expansões dessas interligações.

Interligação Norte–Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)

Quando da emissão deste plano, esta interligação era formada por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e o terceiro circuito composto pela LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2, mostrada na Figura 8.

Figura 8 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste

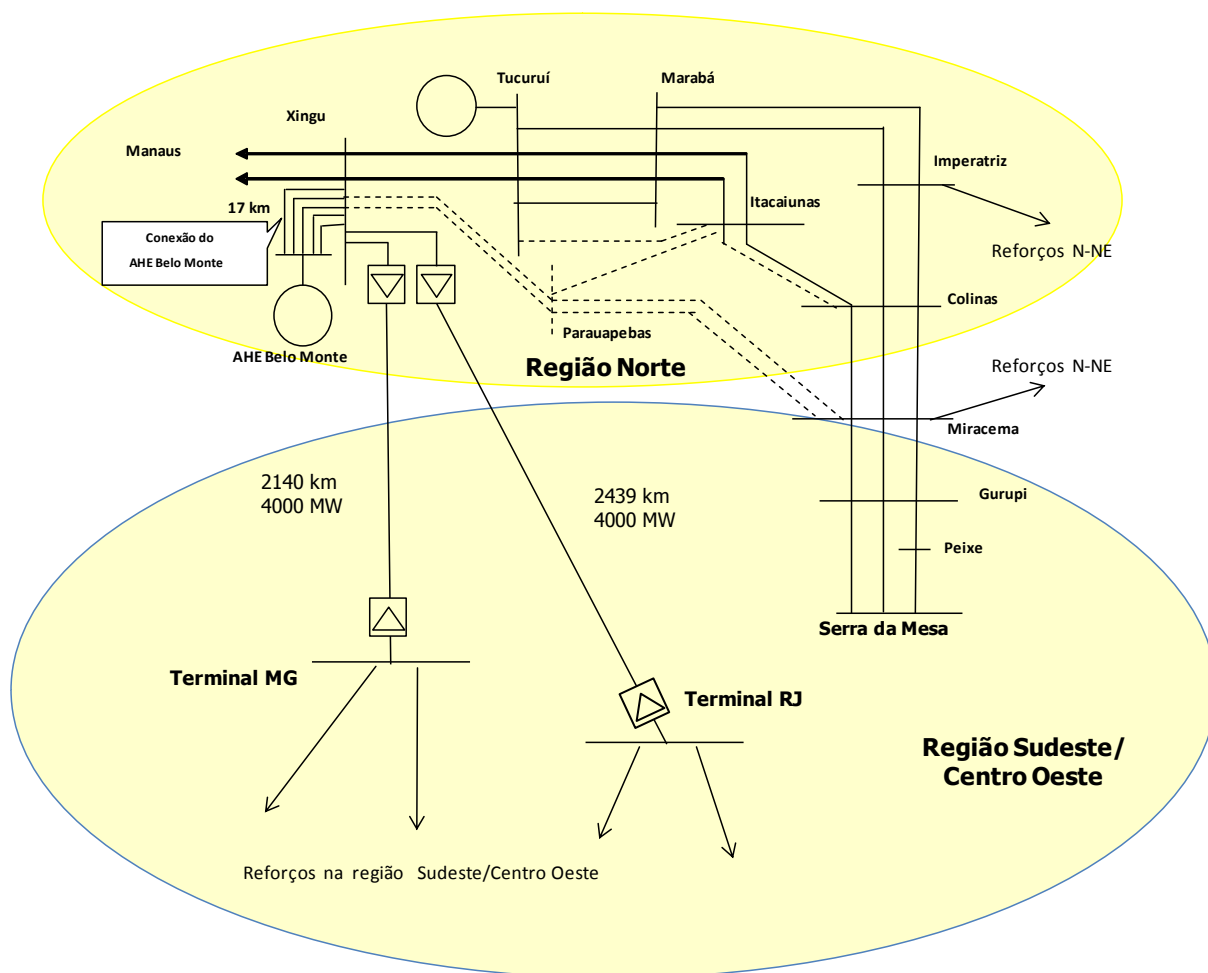


Fonte: EPE

Com a definição da expansão desta interligação, foi realizado um estudo pelo Sub Grupo 3 - Interligações N-NE e NE-SE, que contou com a participação de empresas transmissoras do setor elétrico, sob coordenação da EPE, no qual foram analisadas alternativas de transmissão para acomodar os aumentos de intercâmbio indicados nas análises energéticas, mostrando-se necessária a adição de novos circuitos de transmissão. Tendo como base a conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu 500 kV, como mostrada na Figura 6, os resultados das análises realizadas, considerando inúmeras alternativas de expansão, incluindo alternativas em corrente alternada nas tensões de 765 kV, 1000 kV e meio-onda+, além de alternativas em corrente contínua nas tensões ± 600 kVCC e ± 800 kVCC, levaram à recomendação da expansão dessa interligação por meio de dois bipolos em corrente contínua de ± 800 kV, com capacidade de 4.000 MW cada, sendo o primeiro indicado em 2018 e o segundo em 2019. Os pontos indicados para essa interligação na região sudeste são o

Terminal MG, localizado próximo à SE Estreito, na fronteira dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo a Nova Iguaçu. A Figura 9 ilustra as ampliações acima mencionadas entre as regiões Sudeste e Norte consideradas referencialmente neste ciclo de planejamento.

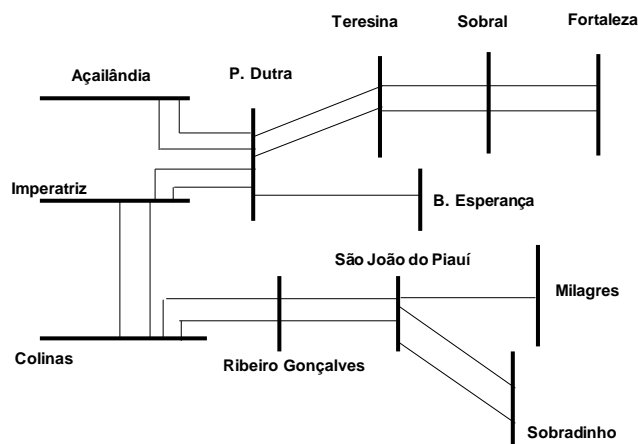
Figura 9 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: EPE

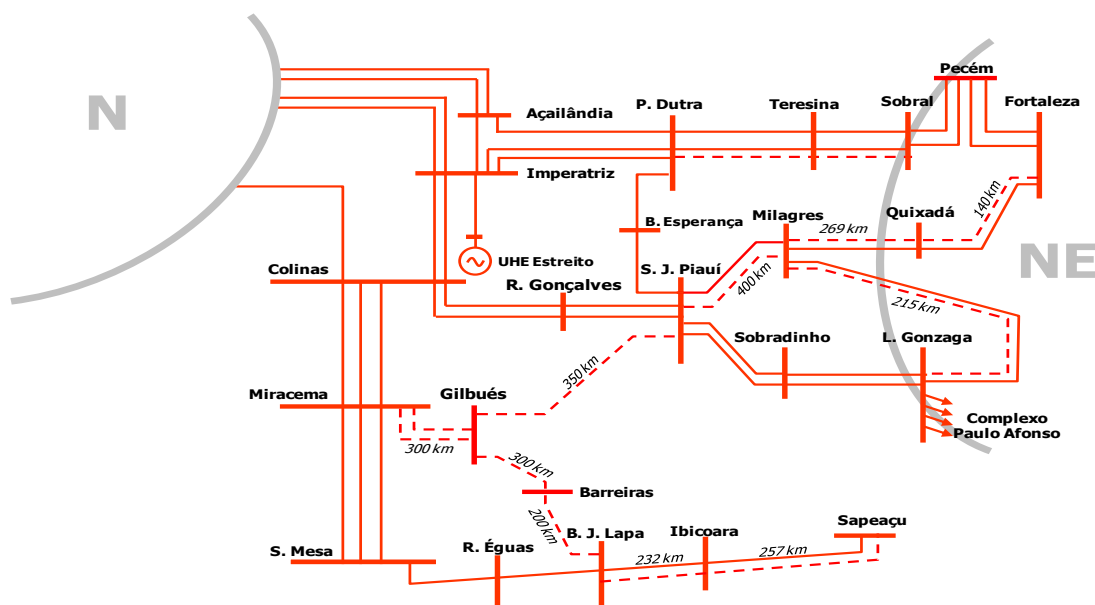
Interligação Norte-Nordeste

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

Figura 10 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2013

Fonte: EPE

A definição da expansão desta interligação, prevista para 2016, resultou do estudo específico consolidado nas referências [33] e [34]. A solução recomendada, além de permitir a expansão da interligação Norte – Nordeste, também atende à necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste para a região Sudeste (conforme tratado no Capítulo III – Geração de Energia Elétrica). Os estudos em referência indicaram a expansão dos troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, e o terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, foram indicados mais dois elos, em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras, conforme ilustra a Figura 11.

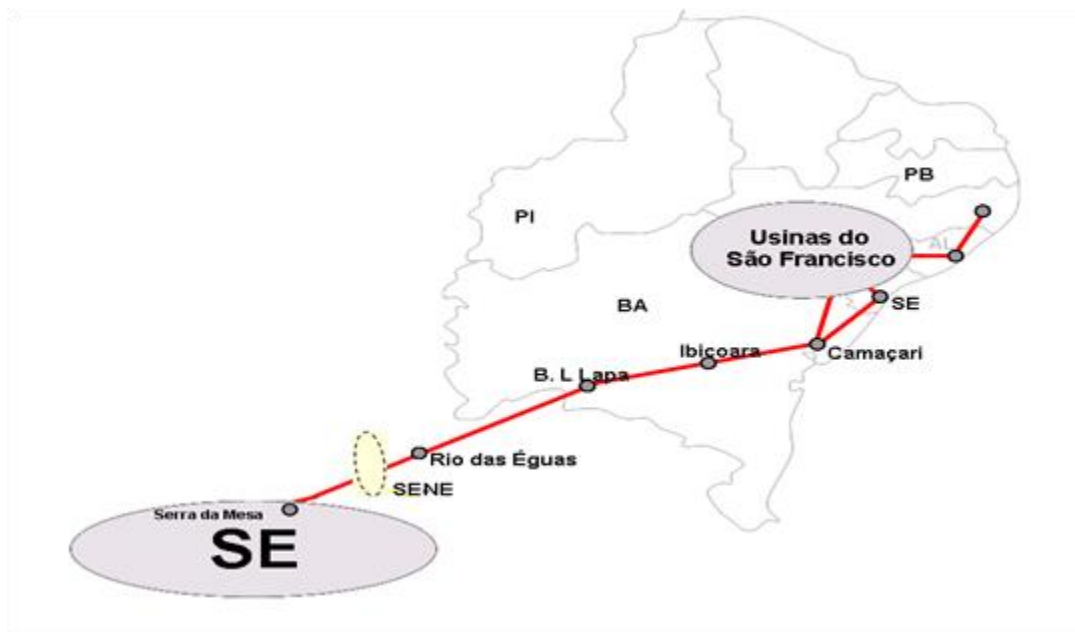
Figura 11 – Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste - Sudeste

Fonte: EPE

Interligação Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste

A interligação Sudeste/Centro Oeste – Nordeste é constituída pela linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari, como mostrada esquematicamente na Figura 12.

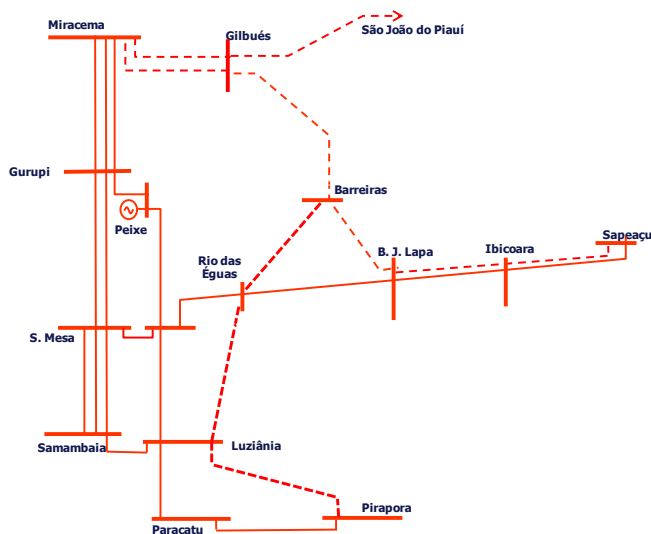
Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



Fonte: EPE

A definição da expansão desta interligação, apresentada no relatório [34], contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora, conforme apresentada na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste



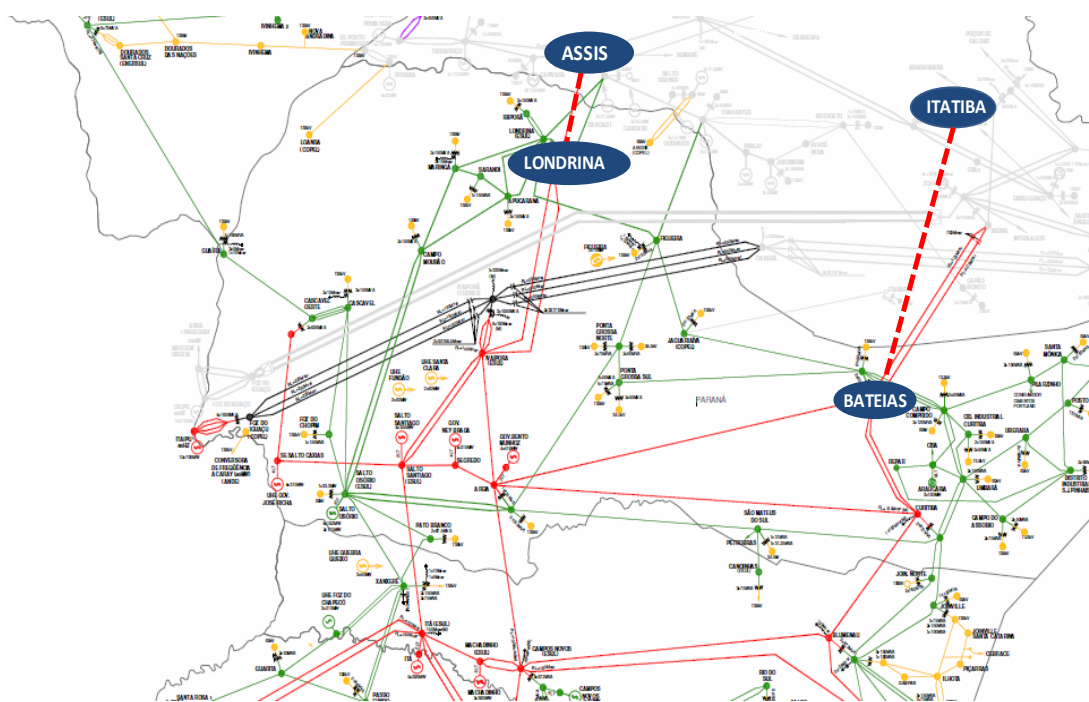
Fonte: EPE

Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste

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

O plano de expansão da geração, conforme tratado no Capítulo III, considera várias ampliações da capacidade de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste no período decenal. A definição da expansão desta interligação foi tratada em estudo específico, sob coordenação da EPE, e a alternativa recomendada contempla duas linhas de transmissão em 500 kV: LT Itatiba – Bateias C1, 390 km, em 2015 e LT Assis – Londrina C2, 120 km, em 2019, perfazendo 510 km de extensão (Figura 14). Este sistema de transmissão permitirá o atendimento às necessidades energéticas entre as regiões tendo em vista os limites contemplados nesses estudos.

Figura 14 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: EPE

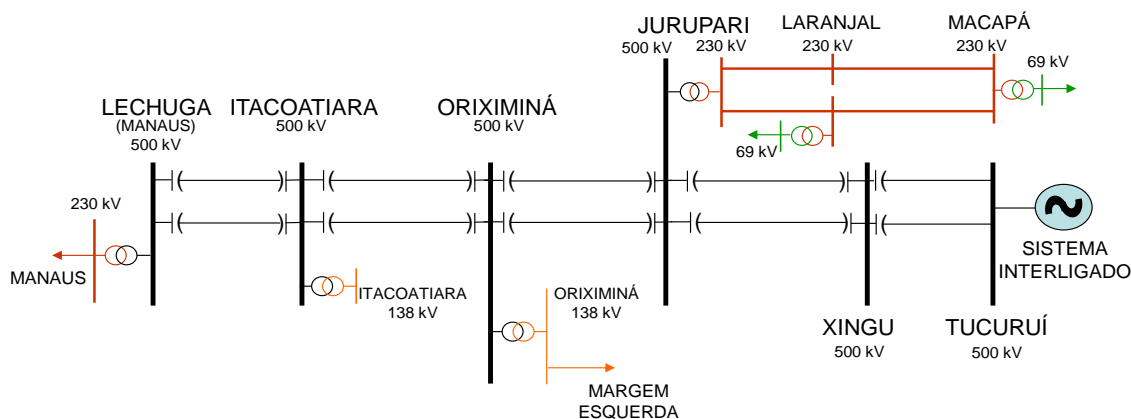
2.4 Interligações dos sistemas isolados ao SIN

Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus foi licitada em junho de 2008 e considerada em operação nos estudos a partir de 2013, possibilitando a integração de sistemas da região amazônica ao SIN. Tais sistemas compreendem os de atendimento a Manaus, ao Amapá e às cidades situadas na margem

esquerda do rio Amazonas entre Manaus e o Amapá. A configuração elétrica dessa interligação é mostrada na Figura 15.

Figura 15 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar

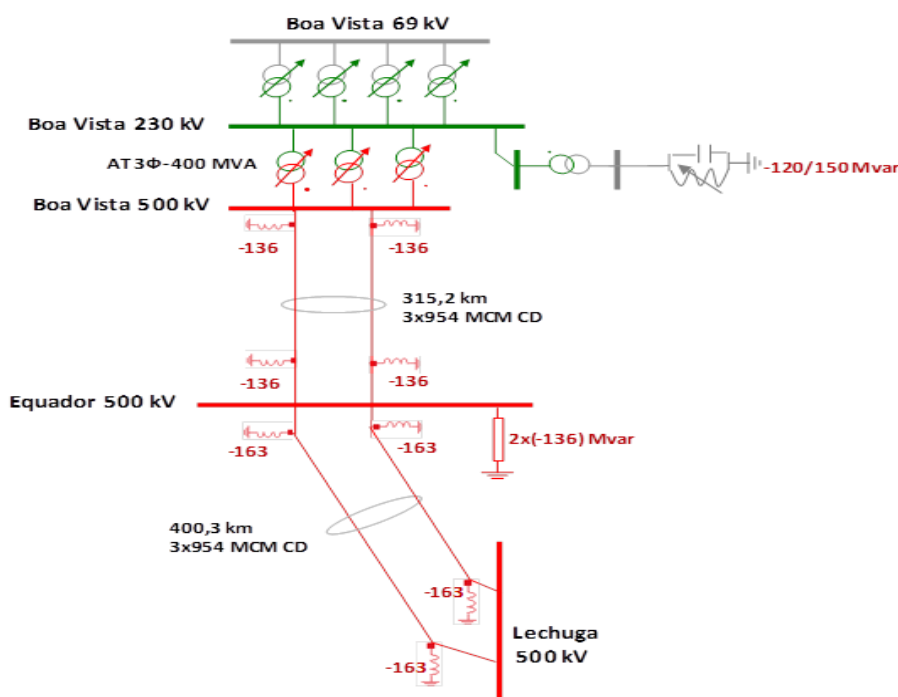


Fonte: EPE

Interligação Manaus - Boa Vista

Considerando a decisão do MME de concluir a política de integração de todas as capitais dos Estados Brasileiros ao SIN, foi finalizado em 2010, sob coordenação da EPE, o estudo de planejamento que definiu a o sistema de transmissão entre as cidades de Manaus e Boa Vista. A solução contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, Lechuga – Equador – Boa Vista, com extensão total de 716 km (Figura 16), licitada em 02 de setembro de 2011, no Leilão 004/2011 . Este sistema de transmissão, além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo. Quando da elaboração deste plano, a entrada em operação interligação estava prevista para janeiro de 2015.

Figura 16 – Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



Fonte: EPE

Interligação Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul

O Estado do Acre é área de concessão da Eletrobrás Distribuição Acre, estando integrado ao Sistema Interligado Nacional – SIN através da Subestação Rio Branco 230/138/69 kV, de propriedade da Eletronorte, que supre apenas a capital, Rio Branco, e uma parcela reduzida da área do Estado.

As demais cargas do Acre constituem sistemas isolados, atendidos em sua grande maioria por usinas térmicas a diesel.

Entre os sistemas isolados destaca-se, no oeste do Estado, a cidade de Cruzeiro do Sul, distante 648 km de Rio Branco, pela rodovia BR-364.

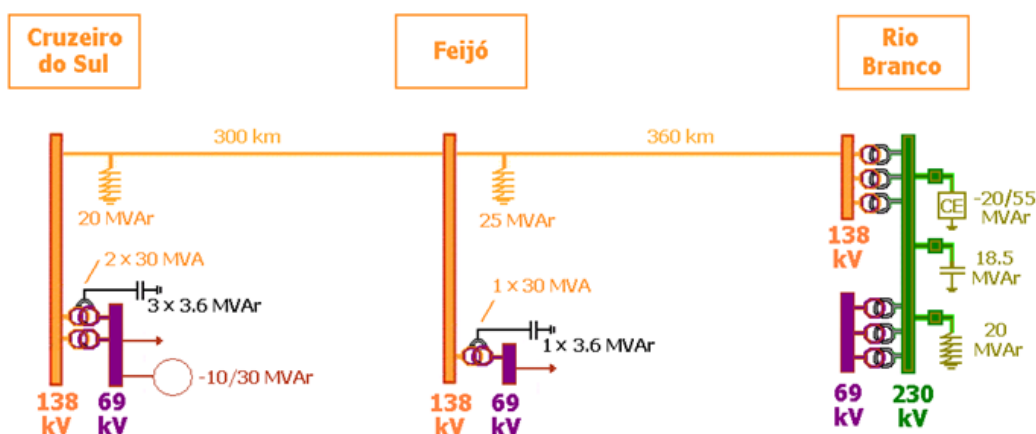
Cruzeiro do Sul, com 50.000 habitantes, é a cidade com o maior PIB de toda a região do Vale do Juruá, sendo o segundo maior de todo o Estado do Acre, atrás somente da capital, Rio Branco.

No eixo Rio Branco – Cruzeiro do Sul encontram-se também os municípios de Feijó e Tarauacá, com população acima de 25.000 habitantes, e também isolados do SIN.

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

A solução indicada é uma linha de 230 kV, interligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco, conforme mostrado a seguir.

Figura 17 – Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



Fonte: EPE

2.5 Interligações com países vizinhos

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

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

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

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

Interligação com o Uruguai

A interligação Brasil – Uruguai existente é realizada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai) e de uma linha de transmissão em 230/150 kV, interligando a subestação de Santana do Livramento, no Brasil, à subestação de Rivera.

O estudo desenvolvido pelos dois países, finalizado em janeiro de 2007, indicou um novo ponto de interligação entre Brasil e Uruguai, que se dará através de uma conexão entre a subestação de San Carlos no Uruguai e uma futura subestação na região de Candiota. Do lado uruguaio está prevista a construção de uma linha de transmissão em 500 kV (50 Hz) entre São Carlos e a estação conversora de frequência (*back-to-back*) de 500 MW situada na cidade de Melo (Uruguai), de onde partirá uma LT em 500 kV até a subestação de Candiota, conectando-se à mesma através de uma transformação 500/230 kV. Esta interligação, já em início de construção, visava, a princípio, a exportação de energia do Brasil para o Uruguai, condicionada à disponibilidade de unidades térmicas não despachadas ou de fontes hidrelétricas que apresentem energia vertida turbinável.

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. A capacidade deste sistema é de 200 MW.

2.6 Copa do Mundo 2014

O Brasil será o país-sede da próxima Copa do Mundo da FIFA a ser realizada em 2014. Doze capitais estaduais: Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Porto Alegre, Curitiba, Recife, Manaus, Fortaleza, Brasília, Cuiabá, Natal e Salvador, sediarão os jogos do evento. Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia – MME, com base na deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, em sua 84ª reunião, de 26 de julho de 2010, criou o Grupo de Trabalho para a Copa do Mundo de 2014 – GT Copa 2014, por meio da Portaria MME nº 760, de 30 de agosto de 2010. O Grupo foi criado

com o objetivo de conduzir as atividades necessárias para elaboração e acompanhamento do Plano de Ação da Copa 2014, com foco no suprimento de energia elétrica às doze capitais que serão sede da Copa.

Foram criadas oito Forças-Tarefa, sendo quatro coordenadas pela EPE e quatro pelo ONS, com o objetivo de avaliar o atendimento elétrico e eventuais impactos do evento nos sistemas das cidades-sede envolvidas, além da adequação às exigências da FIFA. Essas avaliações foram finalizadas em junho de 2011, concluindo que a expansão do sistema conforme planejada em seus processos regulares atende a todas as necessidades das capitais-sede, uma vez efetivada sua implantação nos prazos requeridos, e sendo incluídas nos processos de monitoramento realizados pelo MME.

Para o atendimento a critérios e procedimentos de segurança diferenciados, adotados em eventos desta magnitude, foi gerado um conjunto de obras adicionais para suprimento às cidades-sede do Rio de Janeiro, São Paulo e Curitiba, apresentadas na Tabela 50.

Tabela 50 – Empreendimentos para atender os critérios diferenciados – Rede Básica e DIT

CIDADE-SEDE	Empreendimentos para atender os critérios diferenciados – REDE BÁSICA E DIT
Rio de Janeiro	Transformação 500/138 kV – 900 MVA na SE Zona Oeste 500 kV e conexão com a rede em 138 kV.
	Obras de reconstrução da LT 138 kV Santa Cruz – ZIN – Jacarepaguá (trecho entre as torres 15A e 82).
	Uma fase reserva 345/138 kV – 75 MVA para a SE Jacarepaguá.
	Uma fase reserva 500/138 kV – 200 MVA para a SE Grajaú (2ª na subestação)
São Paulo	Composição do 4º banco de transformadores 345/88 kV na SE Bandeirante
Curitiba	Recondutoramento do trecho existente de 10 km da LT 230 kV Umbará-Uberaba C2.
	Recondutoramento da LT 230 kV Curitiba Leste-Uberaba.

3. Sistemas de Transmissão Regionais

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.

3.1 Região Norte

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará - Belém e região de Carajás - e no Maranhão, em São Luís. Esse sistema é suprido quase que integralmente pela energia gerada na UHE Tucuruí e durante o período seco recebe energia das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul por meio da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são enviados tanto para a região Nordeste como para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A malha interligada da região Norte é constituída por um sistema de transmissão da Rede Básica com cerca de 7.500 km em 500 kV e 2.500 km em 230 kV. Cerca de 300 km de linhas em

138 kV e 69 kV são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT). Os estados são atendidos pelas distribuidoras locais, quais sejam: CELPA no Pará, CEMAR no Maranhão e CELTINS no Tocantins.

A partir de maio de 2013, com a entrada em operação da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, os estados do Amazonas e Amapá serão conectados ao SIN. Já a partir de 2015, com a entrada da Interligação Boa Vista Manaus, o estado de Roraima passará a ser suprido pelo SIN.

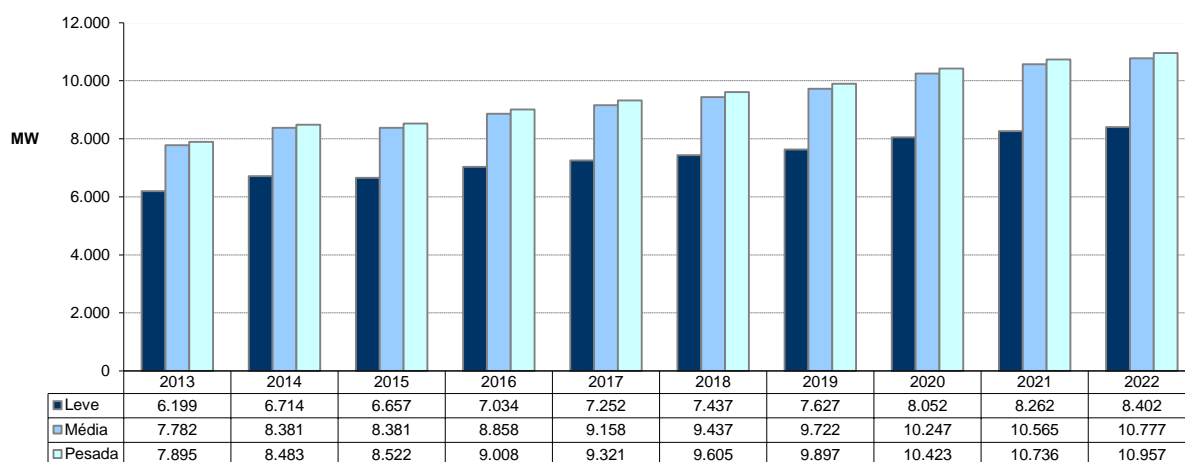
Geração Regional

O sistema interligado da região Norte, em dezembro de 2012, contava com uma capacidade instalada de cerca de 10.000 MW, sendo 96% de geração hidráulica e 4% de térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada no estado do Pará.

Carga Regional

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, que a partir da entrada em operação da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, em maio de 2013, estará interligado ao SIN. O Gráfico 58 mostra a evolução da carga da região Norte, que no final do decênio corresponderá a cerca de 9% da carga do Brasil.

Gráfico 58 – Evolução da carga da Região Norte



Fonte: EPE

3.1.1 Estado do Pará

Sistema Elétrico

O atendimento ao Sistema Interligado no estado do Pará é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Vila do Conde 500 kV, SE Marabá 500 kV, que são alimentadas por linhas de transmissão provenientes da UHE Tucuruí e da SE Itacaiúnas.

Foi recomendado nesse Plano Decenal, como reforço estrutural do sistema de transmissão responsável pelo atendimento da região Metropolitana de Belém e região nordeste do Pará, um novo

ponto de suprimento, SE Marituba 500/230 kV, alimentado a partir da SE Vila do Conde 500 kV e SE Tucuruí 500 kV. Este reforço proporcionará o atendimento a essa região com qualidade e confiabilidade até o ano de 2029, com previsão de entrada em operação no ano de 2016.

Na região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente consumo de energia elétrica, foi recomendada para o ano 2016 a construção de um novo pátio 500 kV na subestação Integradora Sossego e uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego.

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 nesta localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Vale. 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.

Com o objetivo de atender ao critério “N-1” no Tramo Oeste do estado do Pará, foi recomendada a implantação das subestações em 230 kV: Xingu, Transamazônica e Tapajós; além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Adicionalmente, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, circuito duplo, propiciando o suprimento às cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas.

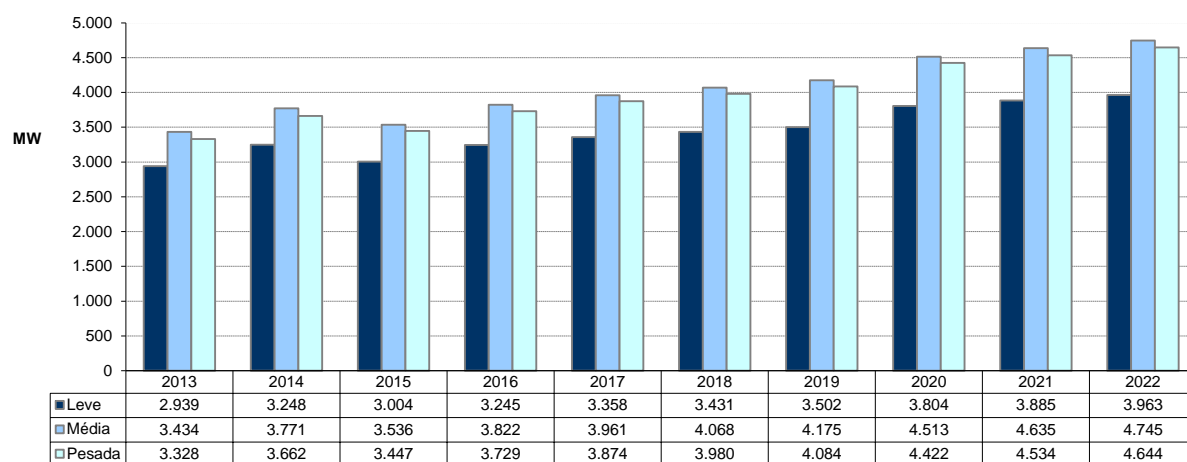
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Pará, na área atendida pelo SIN, tem uma capacidade de 8.866 MW, com 95,4% de geração hidráulica.

Carga local

Ainda no SIN, a evolução da carga do estado do Pará prevista para o ciclo de 2013-2022, referente aos três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 59. Pode-se observar que crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 3,9%.

Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado do Pará



Fonte: EPE

Programa de Obras

São apresentadas nas tabelas que se seguem as instalações previstas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do estado do Pará, resultado dos estudos de planejamento realizados. Nessas tabelas também estão incluídas as instalações referentes à interligação Tucuruí – Macapá - Manaus.

Tabela 51 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Itacaiúnas – Carajás , C3, 230 kV, 108 km	2013
LT Integradora – Xinguara, CS, 230 kV, 70 km	2013
LT Tucuruí - Xingu, CD, 500 kV, 264 km	2013
LT Xingú - Jurupari, CD, 500 kV, 257 km	2013
LT Jurupari - Oriximiná, CD, 500 kV, 370 km	2013
LT Oriximiná - Silves, CD, 500 kV, 370 km	2013
LT Jurupari - Laranjal do Jari, CD, 230 kV, 95 km	2013
LT Utinga - Miramar, CD1 e CD2, 230 kV, 32 km (atualmente operando em 69 kV)	2013
LT Marituba – Castanhal, C1, 230 kV, 64 km	2016
LT Marituba - Utinga C3 e C4, 230 kV, 7 km	2016
LT Integradora – Xinguara, C2, 230 kV, 70 km	2016
LT Xingu – Altamira C1, 230 kV, 63 km	2016
LT Altamira – Transamazônica C2, 230 kV 185 km	2016
LT Transamazônica – Tapajós C1, 230 kV, 195 km	2016
LT Oriximiná – Juruti C1 e C2, 230 kV, 130 km	2016
LT Juruti – Parintins C1 e C2, 230 kV, 137 km	2016
LT Vila do Conde – Marituba, C1, 500 kV, 59 km	2016
LT Xingu – Parauapebas, C1 e C2, 500 kV, 410 km	2016
LT Parauapebas – Itacaiúnas, C1, 500 kV, 100 km	2016
LT Parauapebas – Miracema, C1 e C2, 500 kV, 400 km	2016
LT Parauapebas – Integradora, C1 e C2, 500 kV, 58 km	2016
LT Itacaiúnas - Colinas, C2, 500 kV, 304 km	2016
LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas, C1	2016
LT Xingu – Terminal-MG, bipolo 1, +/- 800 kV, CC, 2140 km	2017
LT Xingu – Terminal-RJ, bipolo 2, +/- 800 kV, CC, 2439 km	2020
LT Tucuruí 2 – Marituba, C1, 500 kV, 380 km	2020

Fonte: EPE

Cabem as seguintes observações quanto às obras acima listadas:

- As LT Itacaiúnas – Carajás, C3, 230 kV, LT Integradora – Xinguara C1, 230 kV, previstas para 2013, assim como a LT 230 kV Integradora – Xinguara e a LT 500 kV Parauapebas – Integradora C1 e C2, em circuito duplo, fazem parte da solução estrutural para o atendimento ao crescimento do consumo previsto para a região sudeste do Pará.
- As demais LT previstas para o ano 2013 compõem a Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.
- A LT 230 kV Utinga – Miramar CD, que atualmente opera em 69 kV, passará a operar na sua tensão nominal, estabelecendo a conexão do novo ponto de suprimento (SE Miramar 230/69 kV) à SE Utinga para o atendimento à região metropolitana de Belém.

- As LT 230 kV Marituba – Castanhal C1 e Marituba – Utinga C3 e C4, assim como a LT 500 kV Vila do Conde - Marituba C1, previstas para 2016, bem como a LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1, prevista para 2020, fazem parte do cronograma de obras referente à solução estrutural para a região metropolitana de Belém, tendo como horizonte o ano de 2029.
- As LT Itacaiúnas – Colinas C2, 500 kV e LT Parauapebas – Miracema 500 kV C1 e C2, previstas para 2016 promoverão o aumento na capacidade de intercâmbio entre a região Norte e as regiões Nordeste e Sudeste.
- As LT Tucuruí 2 – Itacaiúnas CS, e LT +/- 800 kVCC Xingu – Terminal MG e Xingu – Terminal RJ fazem parte do sistema de transmissão que escoará a potência gerada pela UHE Belo Monte e da expansão das interligações Norte – Nordeste e Norte – Sudeste/Centro-Oeste.
-

Tabela 52 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Xingu 500 kV	CS – 500 kV – TUC-XNG – 2 x 787,0 Mvar	2013
	CS – 500 kV –XNG - JUR – 2 x 355,00 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 13 x 45,33 Mvar; monofásico	2013
	RB – 500 KV- (3+1)45,33Mvar; monofásico	2013
SE Jurupari 500 kV	AT 500/230/13,8 kV- 7x150 MVA	2013
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2013
	CS – 500 kV – JUR-XNG – 2x 355,0 Mvar	2013
	CS – 500 kV – JUR-ORX – 2x 399,0 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar	2013
	RB – 500 kV – 7 x 45,33 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 7 x 66,67 Mvar	2013
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar	2013
SE Oriximiná 500 kV	BC – 100 Mvar – manobrável pelo CE	2013
	CS – 500 kV – ORX-JUR – 2x 399,0 Mvar	2013
	CS – 500 kV – ORX-ITAC – 2x 360,0 Mvar	2013
	RL – 500 kV – 14x66,67 Mvar	2013
	RB – 500 kV – 4x66,67 Mvar	2013
SE Carajás 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2013
SE Oriximiná 500/138 kV	1º TR 500-138 – 4 x 50 MVA	2013
SE Santa Maria 230/138 kV	3º TR 230-138 kV – 100 MVA	2013
SE Xinguara 230/138 kV	1º AT 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA	2013
SE Miramar 230/69 kV	1º, 2º e 3º TR 230-69 – 3 x 150 MVA	2013
SE Tucuruí 230/138/69 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2013
	1º TR 230-69 kV – 100 MVA	2014
SE Santa Maria 230 kV	BC – 2 x 55 Mvar	2013
SE Tucuruí 500 kV	2º AT – 500/230- – 3 x 150 MVA	2014
SE Jurupari 230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 – 2 x 30 MVA	2015
SE Vila do Conde 230/69 kV	1º e 2º TR 230-69 – 2 x 200 MVA (substituindo os 4 TR de 220 MVA)	2015
SE Castanhal 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 150 MVA	2016
SE Marituba 230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 – 2 x 200 MVA	2016
SE Onça Puma 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 kV – 2 x 100 MVA	2016

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Xinguara 230/138 kV	2º AT 230/138 – 13,8 kV – 150 MVA	2016
SE Tomé-Açu 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 100 MVA	2016
SE Juruti 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 50 MVA	2016
SE Parintins 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 100 MVA	2016
SE Tapajós 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 150 MVA	2016
SE Parauapebas 500/138 kV	1º e 2º AT 500/138-13,8 – 7 x 50 MVA	2016
SE Integradora 500/230 kV	1º e 2º AT 500/230 kV – 7 x 250 MVA	2016
SE Parauapebas 500 kV	RB – 500 kV – 7 x 60 Mvar	2016
	RL – 500 kV – 14 x 100 Mvar	2016
	2 CS – 500 kV – PAR-XIN – 639 Mvar	2016
	2 CS – 500 kV – PAR-MIR – 394 Mvar	2016
SE Xingu 500 kV	RL – 500 kV – 7 x 100 Mvar	2016
SE Marituba 500/230 kV	1º AT 500/230 kV – 4 x 300 MVA	2016
	RB – 500 kV – 4 x 45,33 Mvar	2016
	RL – 500 kV – 4 x 63,33 Mvar	2020
SE Vila do Conde 500 kV	CS – 500 kV – TUC-VCD – 500 Mvar	2017
SE Xingu 230 kV	1º AT 500/230 kV – 4 x 100 MVA	2016
SE Tapajós 230 kV	CE (-75/150) Mvar	2016
	RL – 230 kV – 1 x 10 Mvar	2016
SE Rurópolis 230 kV	CE (-55/110) Mvar	2016
SE Oriximiná 230 kV	1º e 2º AT 500/230 kV – 7 x 100 MVA	2016
	RL – 230 kV – 2 x 5 Mvar	2016
SE Juruti 230 kV	RL – 230 kV – 4 x 5 Mvar	2016
SE Transamazônica	Novo patio de 230 kV	2016
	RL – 230 kV – 1 x 30 Mvar	2016
	RL – 230 kV – 1 x 10 Mvar	2016
SE Altamira 230/69 kV	3º TR 230-69 – 60 MVA	2019
SE Guamá 230/69 kV	4º TR 230-69-13,8 kV – 150 MVA	2020
SE Miramar 230/69 kV	4º TR 230-69 kV – 150 MVA	2022
SE Itacaiúnas 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138-13,8 kV – 2 x 225 MVA	2022

Fonte: EPE

3.1.2 Estado do Maranhão

Sistema Elétrico

O atendimento ao estado do Maranhão é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo os principais pontos de suprimento a SE Presidente Dutra 500 kV, SE Miranda II 500 kV e a SE São Luís II 500 kV, atendidas por linhas de transmissão provenientes da SE Imperatriz 500 kV e SE Açailândia 500 kV. O sistema em 230 kV, paralelo ao de 500 kV, ligando as regiões Norte e Nordeste, é formado por um circuito passando pelas subestações de Miranda II, Peritoró e Coelho Neto (MA) e outro ligando Coelho Neto a Teresina. Em 2011, entrou em operação a SE Balsas 230 kV, alimentada a partir da SE Ribeiro Gonçalves 230 kV, com o objetivo de suprir a região sul do estado. Por sua vez, em 2012, foi implantada a SE Encruzo Novo 230 kV, conectada à SE Miranda II 230 kV,

para atender a região nordeste do Maranhão. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CEMAR.

Foi recomendado neste Plano Decenal 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. A previsão para entrada em operação é o ano 2015.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério "N-1" nas SE Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foi indicada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco e Ribeiro Gonçalves – Balsas.

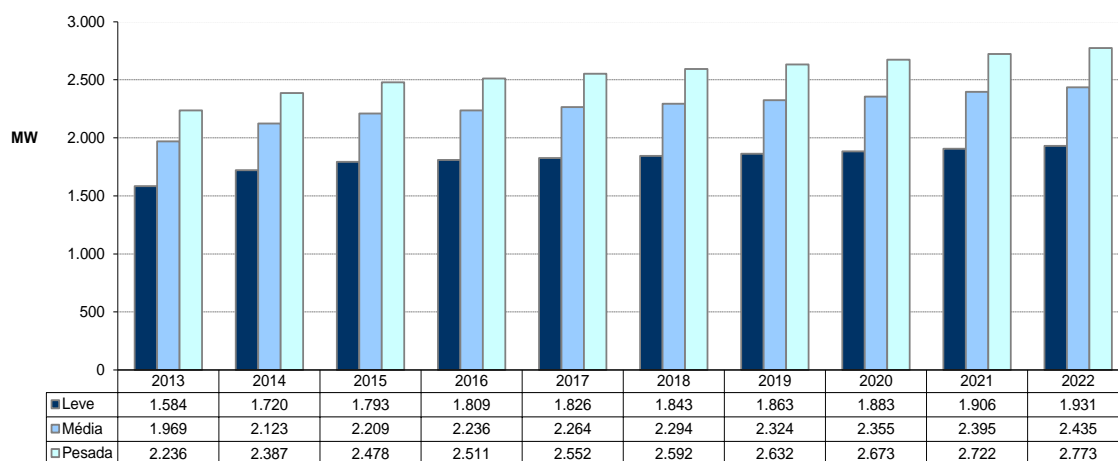
Geração local

Os principais empreendimentos de geração hidrelétrica atualmente em operação no estado do Maranhão são: UHE Boa Esperança (237 MW), na fronteira com o Piauí, e UHE Estreito (1087 MW), na fronteira com o Tocantins.

Carga local

A carga do estado do Maranhão prevista para o período 2013-2022, para os três patamares (pesada, média e leve) é apresentada no Gráfico 60. Observa-se que a taxa média de crescimento anual da carga pesada é de cerca de 2,4%.

Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado do Maranhão



Fonte: EPE

Programa de Obras

As principais obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o ciclo 2013-2022 estão sumarizadas nas tabelas que se seguem.

Tabela 53 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT São Luís II – São Luiz III, C2, 230 kV, 36 km	2013
LT Açailândia – Miranda II, C1, 500 kV, 386 km	2014
LT Coelho Neto – Chapadinha, C1, 230 kV, 78 km	2015
LT Miranda – Chapadinha, C1, 230 kV, 140 km	2015
LT Presidente Dutra – Teresina, C3, 500 kV, 210 km	2016
LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, 230 kV C2, 90 km	2016
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 54 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE São Luís II 500/230/13,8 kV	2º CE – 230 kV – (-100 /+150) Mvar
	4º AT – 500/230/13,8 kV – (3x200) MVA
SE São Luís III 230/69 kV	2º TR 230/69 kV – 150 MVA
SE RPREDI 230/69 kV	1º e 2º TR 230/69 kV – 2 x 50 MVA
SE Açailândia 500 kV	RL – 4 x 75 Mvar
SE Miranda II 500 kV	RL – 4 x 75 Mvar
SE Coelho Neto 230 kV	BC – 1 x 15 Mvar
SE Chapadinha 230 kV	RB – 1 x 15 Mvar
SE Chapadinha 230/69 kV	2º TR – 230/69-13,8 kV – 2 x 100 MVA
SE Balsas 230/69 kV	2º TR – 230/69 kV - 100 MVA
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	2º AT – 500/230 kV – 3 x 100 MVA
SE Presidente Dutra 500 kV	RL – 3 x 50 Mvar
SE Porto Franco 230/69 kV	3º TR – 230-69 kV - 33 MVA

Fonte: EPE

Com a instalação da Refinaria Premium I pela Petrobras no município de Bacabeira, distando cerca de 10 km da cidade de Rosário e 20 km da cidade de Santa Rita, e a instalação da SE RPREDI 230/69 em 2014, a CEMAR apresentou estudo para a solicitação de acesso nesta subestação, que foi aceito pelo ONS e EPE. Assim, as cargas da região de Perizes, hoje atendidas em 69 kV pela SE Miranda 230/69 kV, passarão a ser atendidas pela SE RPREDI 230/69, que seccionará a LT Miranda – São Luís II 230 kV, a 40 km da SE São Luís II.

3.1.3 Estado do Tocantins

Sistema Elétrico

O atendimento ao Sistema Interligado no estado do Tocantins é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 500 kV e 230 kV, sendo o principal ponto de suprimento a SE Miracema 500 KV. No nível da subtransmissão o suprimento é feito a partir das SE Porto Franco e SE Imperatriz, ambas no estado do Maranhão. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CELTINS.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” na SE Porto Franco 230 kV, foi recomendada a duplicação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco.

Atualmente, a capital do estado, Palmas, é suprida pela CELTINS através de LT em 138 kV, a partir da SE Miracema. Com o objetivo de aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, foi indicada nesse Plano Decenal a implantação de um ponto de suprimento 230/138 kV em Palmas, sendo este alimentado por uma linhas de transmissão em 230 kV, a partir da SE Lajeado.

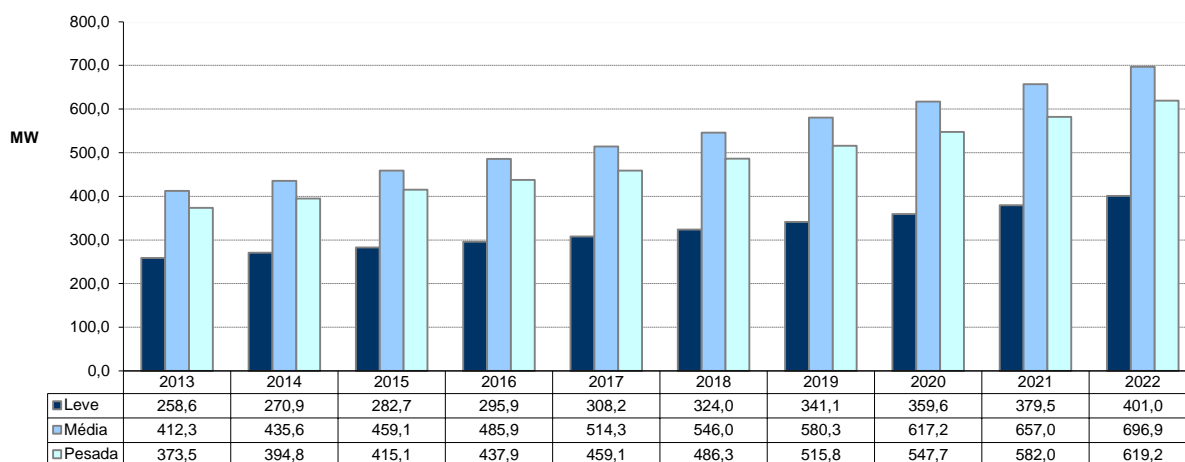
Geração local

Os principais empreendimento de geração atualmente em operação no estado do Tocantins são: UHE Lajeado (902 MW), UHE Peixe (498 MW) e UHE São Salvador (243 MW), além da UHE Estreito (1087 MW), na fronteira com o Maranhão.

Carga local

A evolução da carga para estado do Tocantins prevista para o período de 2013 – 2022, para os três patamares (pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 61. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,8%.

Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado do Tocantins



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o decênio 2013-2022 estão sumarizadas nas tabelas a seguir:

Tabela 55 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Miracema – Gilbués, 500 kV, CD, 300 km	2014
LT Imperatriz – Porto Franco 230 kV, C2, 110 km	2016
LT Lajeado – Palmas 230 kV, C1 e C2, 60 km	2016
LT Miracema – Lajeado 500 kV, C2, 30 km	2016

Fonte: EPE

Tabela 56 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Lajeado 500/230 kV	2º AT – 500/230 KV – 3 x 320 MVA	2016
SE Miracema 500/138 kV	2º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2013
	3º AT 500/138 kV – 3 x 60 MVA	2017
SE Palmas 230/138 kV	1º e 2º AT 230/138 – 2 x 200 MVA	2016
SE Colinas 500/138 kV	1º TR – 500-138-138,8 KV – (3 + 1) x 50 MVA	2021

Fonte: EPE

3.1.4 Estado do Amazonas

Sistema Elétrico

O sistema elétrico da região opera isolado do SIN, suprido em quase 90% por geração térmica, contando com apenas uma geração hidráulica de porte (UHE Balbina, 250 MW), sendo a maior parte da energia suprida pelos complexos termelétricos de Aparecida e Mauá, além dos produtores independentes de energia conectados em vários pontos do sistema. A energia de Balbina é transportada por uma linha com dois circuitos em 230 kV até a subestação de Manaus. A partir dessa subestação o nível da tensão é abaixado para 69 kV. A cidade de Manaus é atendida hoje por 11 subestações de distribuição alimentadas por um sistema de 69 kV. Foi desenvolvido, com coordenação da EPE, um estudo de planejamento para identificação da solução estrutural de longo prazo para atendimento à região metropolitana de Manaus (AM), a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá - Manaus, prevista para 2013, que contemplará obras no sistema da Rede Básica e também na Rede de Distribuição. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da Eletrobras Amazonas Energia.

Foi recomendada neste PDE a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, circuito duplo, visando o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas.

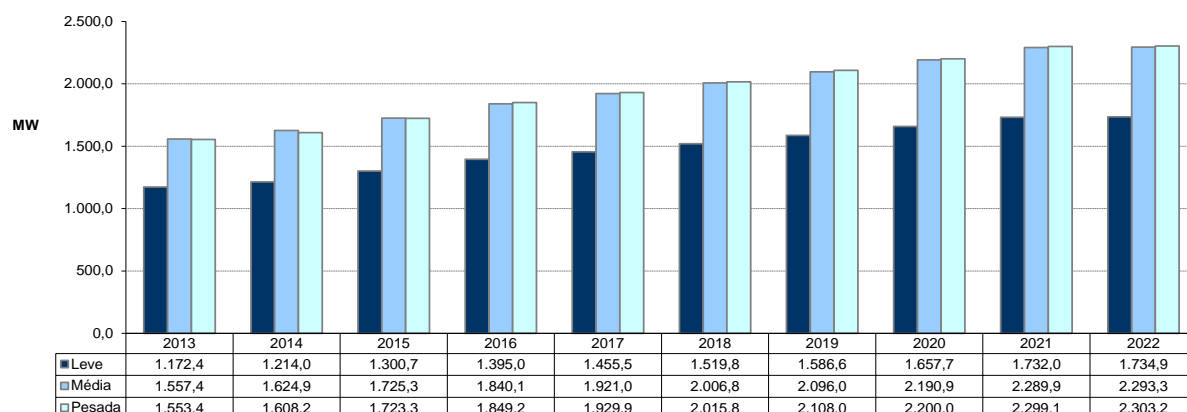
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amazonas (capital e interior) é da ordem de 2.200 MW, com 88% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado do Amazonas que passará a ser atendida pelo SIN a partir da entrada em operação da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus em 2013 é apresentada no Gráfico 62, para os três patamares (pesada, média e leve). Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 4,5%.

Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado do Amazonas



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 15 e apresentadas, junto com as demais obras previstas para o estado, nas tabelas a seguir.

Tabela 57 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jorge Teixeira – Mauá III, CD, 230 kV, 12,5 km	2013
LT Jorge Teixeira - Lechuga, CD, 230 kV, 33 km	2013
LT Silves - Lechuga, CD, 500 kV, 211 km	2013
LT Jorge Teixeira – Lechuga, C3, 230 kV, 29 km	2014
LT Lechuga – Equador , CD, 500 kV, 400 km	2015
LT Juruti – Parintins , CD, 230 kV, 137 km	2016

Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	1º e 2º TR – (2x150 MVA) 2013
SE Mauá III 230/138/13,8 kV	4º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA 2014
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar 2018
	BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar 2020
SE Manaus 230/69/13,8 kV	4º TR 230/69/13,8 – 150 MVA 2013
SE Silves 500/138/13,8 kV	AT 500/138/13,8 kV- 4 x 50 MVA 2013
	CE – 500 kV - 200/-200 Mvar 2013
	BC – 500 kV - 100 Mvar – manobrável pelo CE 2013
	CS – 500 kV – ITC-ORX – 2x 360,0 Mvar 2013
	CS – 500 kV – ITC-CAR – 2x 198,0 Mvar 2013
	RL – 500 kV – (6+1) x 66,67 Mvar 2013
	RB – 500 kV – 3x66,67 Mvar 2013
	RL – 500 kV – (6+1) x 36,67 Mvar 2013
SE Lechuga 500/230/13,8 kV	AT 500/230/13,8 kV- 10x200 MVA 2013

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
CS – 500 kV – CAR-ITC – 2x 198,0 MVar	2013
RL – 500 kV – 7x36,67 Mvar	2013
RL – 500 kV – 7x55 Mvar	2013
AT 500/230/13,8 kV - 3x200 MVA	2016
1º e 2º TR – (2x150 MVA)	2013
BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2013
3º TR 230/138 kV – 150 MVA	2014
4º TR 230/138 kV – 150 MVA	2018
BC – 230 kV - 1 x 55Mvar	2018
BC – 230 kV – 2 x 55 Mvar	2020
SE Jorge Teixeira 230/138/13,8 kV	3º e 4º TR 230/138/13,8 kV - 2 x 150 MVA
	5º TR 230/138/13,8 kV - 150 MVA
SE Lechuga 500 kV	RL – 500 kV (6 + 1) x 55 Mvar
SE Parintins 230 kV	RB – 230 kV – 1 x 15 Mvar
	RL – 230 kV – 1 x 5 Mvar

3.1.5 Estado do Amapá

Sistema Elétrico

O sistema isolado que atende ao estado do Amapá perfaz 304 km de linhas em 138 kV e 195 km em 69 kV, contando com uma capacidade instalada de 372 MVA. O suprimento à capital do estado, Macapá, além dos municípios de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Calçoene e a localidade de Pracuúba, é hoje realizado por energia gerada pela Eletronorte, de natureza hidrotérmica. A UHE Coaracy Nunes interliga-se com a SE Santana por meio de duas linhas de transmissão em 138 kV, circuito simples, de onde derivam linhas de transmissão em 69 kV para as subestações Santa Rita, Macapá II e Equatorial, responsáveis pelo atendimento da capital do Estado, e em 138 kV para a SE Portuária, de onde é distribuída pela CEA. O sistema elétrico do Amapá será interligado ao SIN, a partir da entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para maio de 2013. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de CEA.

Geração local

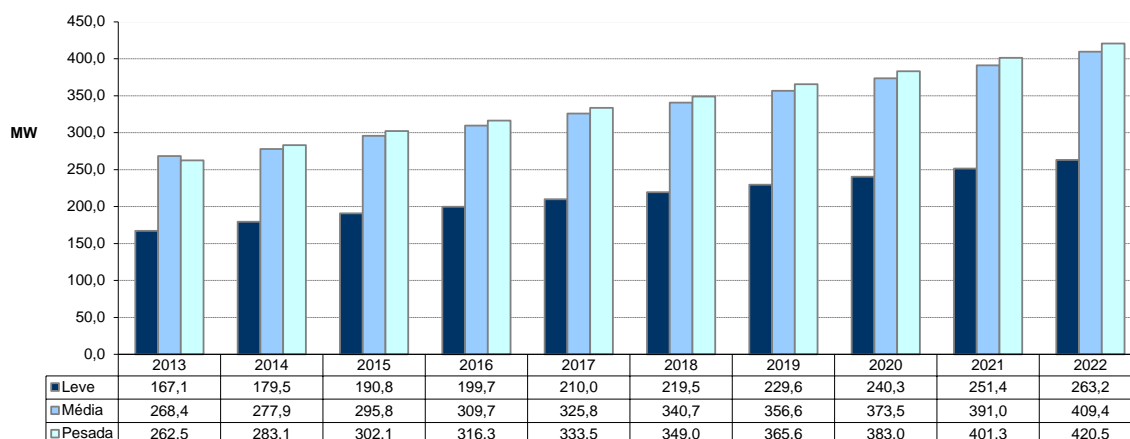
O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Amapá é de 298 MW, com 74,0% de geração térmica. Em 2014, está prevista a entrada em operação da UHE Ferreira Gomes, com capacidade de 252 MW, a ser conectada na SE Macapá (Isolux) 230 kV. Para 2015, está prevista a entrada das usinas UHE Santo Antônio do Jari, com capacidade de 370 MW, e UHE Cachoeira Caldeirão, com capacidade de 219 MW. A partir da entrada destas usinas, o estado passará a ser exportador de energia para o SIN.

Carga local

A evolução da carga do sistema isolado do estado do Amapá que será atendida pelo SIN a partir da entrada em operação da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus em 2013, para os três patamares

(pesada, média e leve), é apresentada no Gráfico 63. Observa-se que o crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 5,4%.

Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado do Amapá



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus estão ilustradas na Figura 15 e apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 59 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Laranjal do Jari - Macapá, CD, 230 kV, 244 km	2013

Tabela 60 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Amapá

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Laranjal 230/69/13,8 kV	AT 230/69/13,8 kV- 2x100 MVA
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVar
	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA
SE Macapá 230/69/13,8 kV	CE – 230 kV- 100/-100 MVar
	BC –230 kV – 2 x 30 MVA – manobrado p/ CE;
	RL – 230 kV – 3x25,0 MVar

3.1.6 Estado de Roraima

Atualmente, o suprimento elétrico à Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil - Venezuela. Os dois países iniciaram entendimentos bilaterais para compra, pelo Brasil, de energia elétrica gerada na Venezuela em 1994, culminando com a assinatura de contrato de suprimento de energia elétrica em 1997. A operação do sistema de transmissão da interligação Brasil - Venezuela foi iniciada em 2001.

O sistema foi concebido com linhas de transmissão em circuito simples, sendo um trecho em 400 kV e outro em 230 kV. O trecho em 400 kV, situado no território venezuelano, vai de Macágua até Las Claritas (295 km), onde ocorre o abaixamento de tensão para 230 kV. Da SE Las Claritas 230 kV parte uma linha de transmissão até a SE Santa Elena (215 km). Esta subestação está situada próxima à fronteira Brasil - Venezuela e dista 195 km da SE Boa Vista, sendo que deste total, 190 km da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista encontram-se em território brasileiro. Da SE Boa Vista partem linhas em 69 kV com destino às subestações Centro, Distrito Industrial e Floresta, subestações estas que são responsáveis pelo atendimento à capital Boa Vista, de propriedade da Eletrobrás Distribuição Roraima. As demais localidades são atendidas pela CERR – Companhia Energética de Roraima.

A partir de 2015, com a entrada em operação da linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, com 700 km de extensão, desde a subestação de Lechuga até Boa Vista e uma subestação seccionadora em Equador, o sistema isolado de atendimento a Boa Vista será interligado ao SIN.

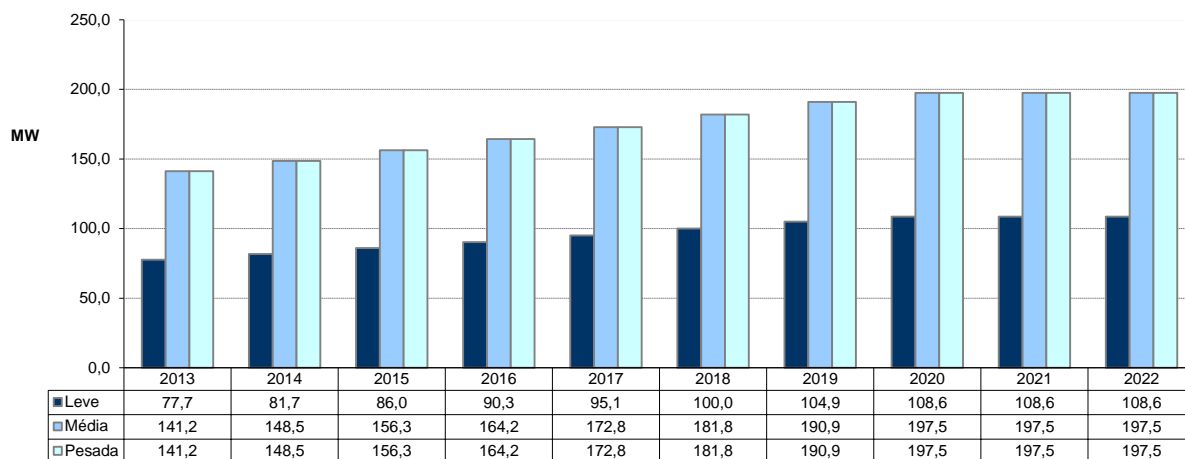
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Roraima é de 123 MW, com 96% de geração térmica.

Carga local

A evolução da carga para o estado de Roraima, os três patamares (pesada, média e leve), a partir data prevista para conexão ao SIN (2015), é mostrada no Gráfico 64. O crescimento médio anual da carga pesada é da ordem de 3,8 %.

Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Roraima



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras previstas, referentes à Interligação Boa Vista - Manaus, estão ilustradas na Figura 16 e apresentadas na Tabela 61 e na Tabela 62.

Tabela 61 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Equador – Boa Vista , CD, 230 kV, 315 km	2015

Tabela 62 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Boa Vista 230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV – 1 x 100 MVA	2014
SE Equador 500 kV (seccionadora)	AT 230/69/13,8 kV- 3x150 MVA	2015
	RL – 500 kV (6 + 1) x 55 Mvar	2015
	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2015
	RB – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2015
SE Boa Vista 500/230 kV (nova)	AT 500/230-13,8 kV – 2 x 400 MVA	2015
	RL – 500 kV (6 + 1) x 45,5 Mvar	2015
	CE 230 kV (-120/150) Mvar	2015

3.1.7 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas.

Estado do Maranhão

- Avaliação da necessidade de implantação de uma nova subestação 500 kV na região de Miranda em função da impossibilidade de futuras expansões nesta subestação.
- Estudo de suprimento à região de Caxias.

Estado do Tocantins

- Estudo de atendimento à Dianópolis para escoamento de geração de futuras pequenas centrais hidrelétricas (PCH), caso haja confirmação destas usinas.

Estado do Amazonas

- Reavaliação do estudo de suprimento à região metropolitana de Manaus, considerando as atualizações de geração, mercado e topologia da rede de distribuição.

Estado de Roraima

- Estudo de conexão ao SIN das UHE Bem Querer, Fé Esperança e Paredão.

3.2 Região Nordeste

Sistema Elétrico

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.

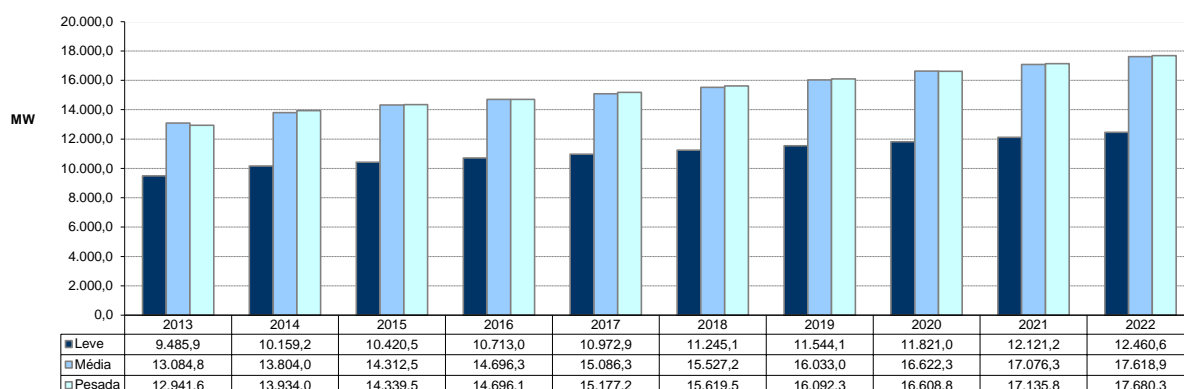
Geração Regional

O sistema da região Nordeste, em dezembro de 2012, contava com uma capacidade instalada da ordem de 17.500 MW, sendo 10.900 MW em usinas hidráulicas, 4.500 MW em térmicas e 2.000 MW em eólicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nos estados da Bahia e Alagoas.

Carga Regional

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará. O Gráfico 65 mostra a evolução da carga da região Nordeste. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 37% no decênio 2013-2022, com uma participação de cerca de 15% no total do Brasil.

Gráfico 65 – Evolução da carga da Região Nordeste



Fonte: EPE

3.2.1 Estado do Piauí

Sistema Elétrico

O sistema de transmissão que atende ao estado do Piauí é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Teresina II, Boa Esperança e São João do Piauí, alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2, Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2 e Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho e conectadas ao sistema de 230 kV, por meio dos autotransformadores dessas subestações, além de um elo em 230 kV existente entre as subestações de Teresina II e Teresina. O atendimento à capital Teresina é realizado por duas linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Boa Esperança, e também de duas linhas de transmissão em 230 kV, provenientes da subestação de Teresina II. Da subestação de Teresina parte uma linha, também em 230 kV, que supre a região de Piri-piri, ao norte do Estado, interligando-se com a subestação de Sobral, localizada no estado do Ceará. Da subestação de São João do Piauí partem duas linhas em 230 kV que atendem, respectivamente, à região dos baixios agrícolas piauienses, através da SE Picos 230/69 kV, e ao Vale do Guruguêia, localizado ao sul do

estado, através da SE 230/69 kV Eliseu Martins. A integração dessa malha de transmissão da Rede Básica com o sistema de distribuição da Eletrobras Distribuição Piauí, que atende ao estado do Piauí, é feita atualmente através das subestações de Boa Esperança (230/69/13,8 kV), Teresina (230/69/13,8 kV), Picos (230/69 kV), São João do Piauí (230/69 kV), Eliseu Martins (230/69 kV) e Piripiri (230/138/69/13,8 kV).

Foi recomendado como reforço estrutural do sistema de transmissão responsável pelo atendimento a região Sul do Piauí, uma linha de transmissão em 230 kV interligando as subestações Eliseu Martins e Gilbués, com seccionamento em Bom Jesus e transformação 230/69 kV em Gilbués e Bom Jesus. Este reforço, com previsão de entrada em operação no ano de 2016, proporcionará o atendimento a essa região com qualidade e confiabilidade até o ano de 2030.

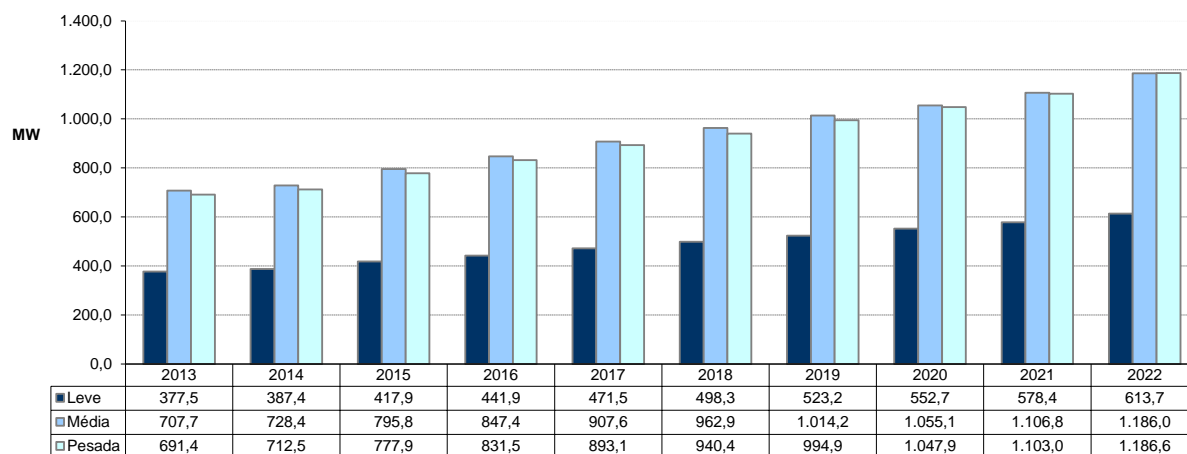
Geração local

O total de geração hidrelétrica atualmente em operação no estado do Piauí é da ordem de 237 MW, referentes à UHE Boa Esperança, localizada na fronteira com o Maranhão.

Carga local

A carga do estado do Piauí prevista para o período 2013-2022 apresenta um crescimento médio anual da carga pesada ordem de 6,2 %. A evolução da carga do Estado, que representa cerca de 6% do total da região Nordeste, é apresentada no Gráfico 66.

Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado do Piauí



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2013-2022 estão sumarizadas na Tabela 63.

Tabela 63 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Teresina II – Teresina III, 230 k V, CD, 22 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Sobral II - Piripiri (C1) - 22 km, (nova SE Ibiapina)	2014
LT P. Dutra – Teresina II, 500 kV, CS, 210 km	2016
LT Teresina II – Sobral III, 500 kV, CS, 334 km	2016
LT Miracema – Gilbues II, 500 kV, CS (C1), 410 km	2016
LT Miracema – Gilbues II, 500 kV, CS (C2), 410 km	2016
LT Gilbués II – Barreiras, 500 kV, CS, 289 km	2016
LT Gilbués II – São João do Piauí, 500 kV, CS, 394 km	2016
LT São João do Piauí – Milagres, 500 kV, CS, 400 km	2016
LT Gilbués II – Bom Jesus II, 230 kV, C1, 142 km	2016
LT Bom Jesus II – Eliseu Martins, 230 kV, C1, 145 km	2016
LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri CS (C2) - 86 km	2021

Fonte: EPE

Tabela 64 – Programa de obras – subestações - Piauí

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE São João do Piauí 230/69 kV	1º TR – (1x50) MVA	2013
SE São João do Piauí 500/230 kV	2º TR – (3x100) MVA	2019
SE Teresina II 500/230 kV	3º AT (3x100) MVA	2013
SE Teresina III 230/69 kV	1º TR e 2º TR– (2 x 200) MVA	2014
	3º TR – (1 x 200) MVA	2018
SE Piripiri 230/69 kV	Substituição de 2º e 3º TR de 33 MVA por um TR – (1x50) MVA	2013
	4º TR de 50 MVA– (1x50) MVA	2018
SE Piripiri 230/138 kV	3º TR – (1x55) MVA	2013
SE Boa Esperança 230/69 kV	Substituição de 1 TR de 33 MVA por 1 TR – (1x50) MVA	2014
SE Gilbués II 500 kV	seccionadora	2015
SE Gilbués II 230/69 kV	1º e 2º TR – (2 x 50) MVA	2016
SE Bom Jesus II 230/69 kV	1º e 2º TR – (2 x 50) MVA	2016
SE Eliseu Martins 230 kV	Compensador Estático de Reativos (-20/+30 Mvar)	2016
SE Ribeiro Gonçalves 230/69 kV	2º TR – (1 x 50) MVA	2016
SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV	2º TR – (1 x 300) MVA	2016

Fonte: EPE

3.2.2 Estado do Ceará

Sistema Elétrico

O estado do Ceará é suprido por três troncos de 500 kV, sendo dois oriundos de Presidente Dutra (LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C1 e C2) e o outro oriundo da SE Luiz Gonzaga (LT 500kV Luiz Gonzaga – Milagres – Quixadá - Fortaleza II), além de um tronco de transmissão, em 230 kV, composto por três circuitos entre Paulo Afonso e Fortaleza (via Bom Nome – PE, Milagres, Icó e Banabuiú). Da subestação Fortaleza II parte um circuito duplo em 230 kV até a SE Delmiro Gouveia. Entre as subestações Fortaleza II e Cauípe, onde estão conectadas a UTE Termoceará e a UTE Fortaleza, existem três circuitos de 230 kV. Da SE Cauípe segue uma linha de

transmissão, também em 230 kV até a SE Sobral II, e desta interligando-se com a SE Piripiri, a 166 km, localizada no estado do Piauí. A interligação com o estado do Rio Grande do Norte é feita pelas linhas de transmissão Banabuiú – Russas II – Mossoró e Banabuiú – Mossoró C1, ambas em 230 KV, enquanto a linha de transmissão 230 kV Milagres - Coremas C1 e C2 é responsável pela interligação do estado do Ceará com a Paraíba. Além disso, o Estado conta ainda com as subestações de 500/230 kV de Fortaleza II (1800 MVA), Sobral III (600 MVA) e Milagres (600 MVA), além das linhas de transmissão 230 kV Fortaleza - Fortaleza II C1 e C2, Fortaleza II - Pici C1 e C2 e Sobral III - Sobral II C1 e C2. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de COELCE.

Com a recomendação de construção do segundo e terceiro circuitos entre a subestação Russas II e Banabuiú será possível escoar a potência advinda das usinas eólicas vencedoras nos últimos leilões de energia localizadas na região de Aracati.

Para o adequado escoamento da potência gerada pelas usinas eólicas localizadas no litoral norte do estado vencedoras nos últimos leilões de energia, foi recomendado um setor em 500 kV na subestação de Ibiapina II e a construção de um circuito simples entre as subestações Sobral III e Ibiapina II 500 kV, previstos para 2016.

Caso se concretize o potencial de energia eólica previsto para 2018, será necessário reforçar o trecho em 230 kV entre as subestações Teresina e Sobral III.

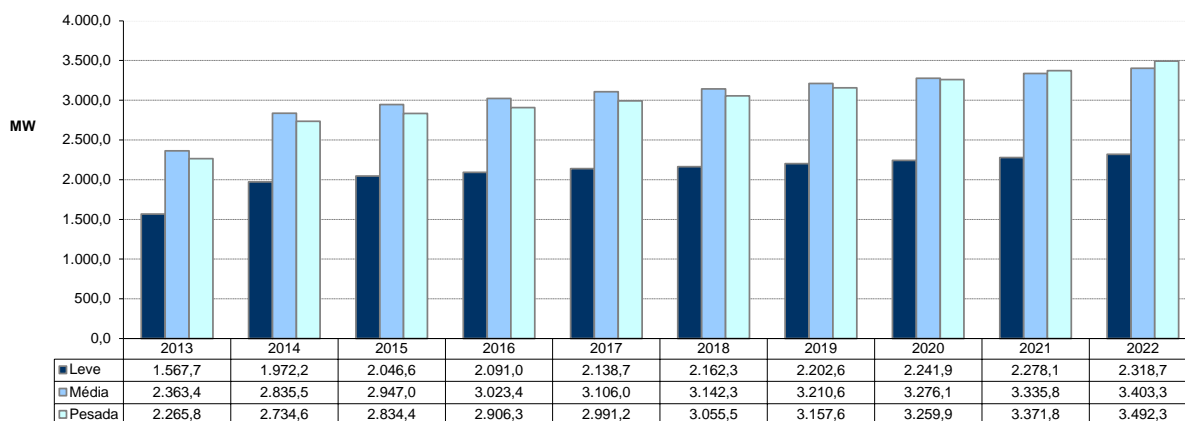
Geração local

Do total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado do Ceará 32% correspondem a usinas eólicas.

Carga local

A carga do estado do Ceará prevista para o período 2013-2022 representa, em média, 19,5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 5,1%. O Gráfico 67 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado do Ceará



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2013-2022 estão sumarizadas na As obras mais importantes da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira para o período 2013-2022 estão sumarizadas na Tabela 65 e Tabela 66.

Tabela 65 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II (C2) - 177 km	2013
Seccionamento da LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II (C1) – 40 km, (nova SE Pecém)	2013
Seccionamento da LT 500 kV Sobral III – Fortaleza II (C2) – 40 km, (nova SE Pecém)	2013
LT 230 kV Acaraú II – Sobral III C2, 97 km, CS	2013
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Banabuiú (C1) – 40 km, (nova SE Aquiraz)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Banabuiú (C2) – 40 km, (nova SE Aquiraz)	2014
LT 230 kV Banabuiú - Russas II (C2) - 110 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Sobral II - Piripiri (C1) - 22 km, (nova SE Ibiapina II)*	2014
LT 500 kV Milagres II - Açú III (C1) - 286 km (Nova SE Açú III)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Banabuiú (C3) – 40 km, (nova SE Aquiraz)	2015
Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Milagres (C1) - 4 km (Nova SE Milagres II)	2015
Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres (C1) - 4 km (Nova SE Milagres II)	2015
LT 500 kV Sobral III - Teresina II (C3) - 334 km	2016
LT 500 kV São João do Piauí - Milagres II (C2) - 400 km	2016
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres II (C2) - 230 km	2016
Seccionamento da LT 230 kV Fortaleza-Cauípe (C1) – 1 km, (nova SE Maracanaú)	2016
LT 230 kV Banabuiú – Russas II CS (C3) - 110 km	2016
LT 230 kV Aracati II – Russas II CD (C2 e C3) - 65 km	2016
LT 500 kV Ibiapina II – Sobral III CS (C1) - 110 km	2016
LT 230 kV Acaraú II - Cruz CS (C1) - 39 km	2016
LT 500 kV Quixada - Açú III CS (C1) - 250 km	2018
LT 500 kV Açú III - Fortaleza II CS (C1) - 287 km	2018
LT 230 kV Ibiapina II – Sobral III CS (C1) - 110 km	2021
LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri CS (C2) - 86 km	2021

Fonte: EPE

Tabela 66 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Pecém 500/230 kV (Nova) 1º, 2º e 3º ATR – (3x400) MVA	2013
SE Cauípe 230/69 kV 3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Pici II 230/69 kV 4º TR 230/69 kV – 100 MVA	2013
SE Sobral II 230/69 kV 4º TR 230/69 kV – 100 MVA	2013
SE Acaraú II (SE Nova) 230/69 kV 1º e 2º TR – (2x100) MVA	2013
SE Russas 230/69 kV 3º TR – (1x100) MVA	2013
SE Banabuiú 230/69 kV Subst. TR de 33 MVA por TR de 100 MVA	2013
SE Ibiapina II 230/69 kV (Nova) 1º e 2º TR (1x100 MVA)	2014
SE Tauá II 230/69 kV 2º TR – (1x100) MVA	2014
CE 230 kV - (-45/90) Mvar	2014

SE Milagres I 500 kV	3º ATR – (3x200) MVA	2014
	RB 500 kV – 180 Mvar	2014
SE Sobral III 500 kV	RB 500 kV – 150 Mvar	2014
	CE 500 kV - (-150/250) Mvar	2016
	3º ATR (1x600) MVA	2018
SE Aracati II 230/138 kV	1º e 2º TR (1x150 MVA)	2016
SE Cruz 230/69 kV (SE Nova)	1º TR (1x150 MVA)	2016
SE Milagres II 500 kV (Nova)	-	2015
SE Quixadá	RB 500 kV – 180 Mvar	2016
SE Ibiapina II 500/230 kV (Nova)	1º ATR (3x150) MVA	2016
SE Maracanaú II 230/69 kV (Nova)	1º, 2º e 3º TR – (1x150) MVA	2016
	4º TR – (1x150) MVA	2022
SE Banabuiú 230 kV	RB 230 kV - 20 Mvar	2016
SE Russas II 230 kV	RB 230 kV - 20 Mvar	2016
SE Aquiraz 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2016
SE Milagres 230/69 kV	4º TR – (1x100) MVA	2020

Fonte: EPE

3.2.3 Estado do Rio Grande do Norte

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado do Rio Grande do Norte é realizado atualmente por meio de seis circuitos na tensão de 230 kV. Dois deles são provenientes da subestação de Banabuiú (LT Banabuiú – Russas - Mossoró e Banabuiú - Mossoró C1), localizada no estado do Ceará. Os demais são responsáveis pela principal interligação com o estado da Paraíba (LT Campina Grande II - Natal C1, C2, C3, C4), sendo dois expressos e dois seccionados na SE Paraíso a 98 km da SE Natal II. Cabe destacar a existência de uma interligação em 230 kV entre as subestações de Mossoró, Açu e Paraíso, além de um sistema de 138 kV entre as subestações de Açu e Campina Grande II (PB), passando pelas subestações de Currais Novos, Santana dos Matos e Santa Cruz. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da COSERN.

Devido o elevado montante de energia vencedor nos leilões LER e LFA de 2010 na região de João Câmara, cerca de 790 MW, faz-se necessário, no horizonte decenal, um novo ponto em 500kV na área metropolitana de Natal, além da subestação coletora SE 230 kV João Câmara, prevista para 2013, para escoar a energia referente ao leilão LER de 2009.

Para a integração desses empreendimentos, assim como de futuros empreendimentos eólicos nessa região, foi recomendada a antecipação do sistema em 500kV composto pela LT Campina Grande III – Ceará Mirim II – João Câmara II.

Visando o adequado escoamento da potência gerada pelas usinas eólicas na região norte do estado vencedoras no leilão A-3 de 2011, faz-se necessário a construção de uma linha de transmissão em 500 kV entre as subestações Milagres II e Açu III.

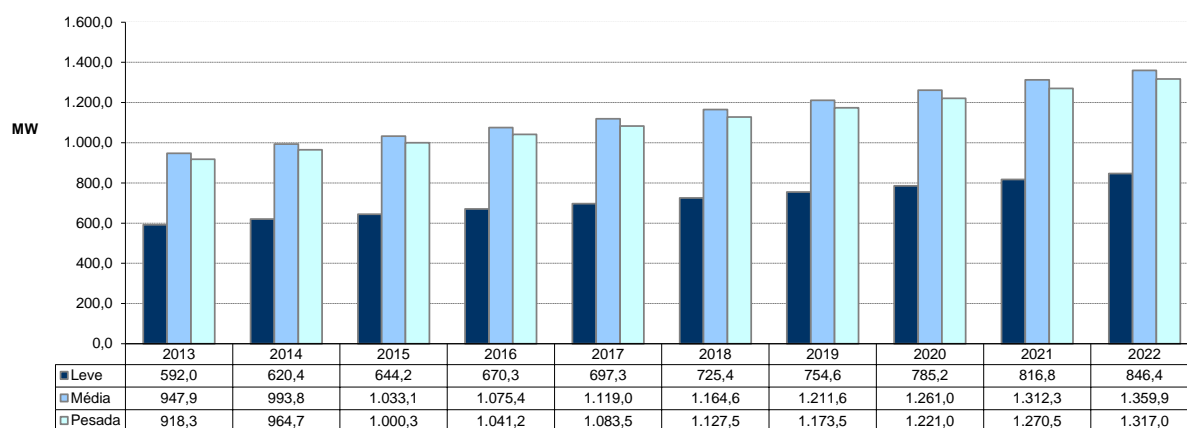
Caso se concretize o potencial de energia eólica previsto para 2018, será necessário reforçar a rede em 500 kV formando um anel entre as subestações Milagres/Quixada-Açu III-João Câmara III.

Geração local

Em termos de geração de energia elétrica, o Rio Grande do Norte dispõe atualmente de uma capacidade instalada de cerca de 900 MW, sendo 40% deste total referentes às usinas eólicas.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Norte prevista para o período 2013-2022 representa cerca de 7,2% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,1%. O Gráfico 68 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte

Fonte: EPE

Programa de Obras

Os empreendimentos mais importantes para o período 2013-2022 na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira descritos anteriormente estão sumarizados na Tabela 67 e na Tabela 68.

Tabela 67 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II (C2) - 177 km	2013
LT 230 kV Extremoz - João Câmara II (C1) - 82 km (Nova SE João Câmara II)	2013
LT 230 kV Paraíso - Açú II (C3) - 123 km	2013
LT 230 kV Mossoró II - Areia Branca (C1) - 60 km	2013
LT 230 kV Mossoró II - Açú II (C2) - 69 km	2013
LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova (C1) - 65 km	2014
LT 500 kV Milagres II - Açú III (C1) - 286 km (Nova SE Açú III)	2015
LT 230 kV Ceará Mirim II - Touros (C1) - 56 km (Nova SE Touros)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Açú II – Lagoa Nova (C1) - 26 km, (Nova SE Açú III)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Mossoró II - Açú II (C1) - 5 km, (Nova SE Açú III)	2015
Seccionamento da LT 230 kV Mossoró II - Açú II (C2) - 2 km, (Nova SE Açú III)	2015
LT 230 kV Mossoró II - Mossoró IV (C2) - 40 km	2015
Seccionamento da LT 230 kV Extremoz – João Câmara II (C1) - 12 km, (Nova SE Ceará Mirim II)	2015

LT 230 kV Currais Novos II - Lagoa Nova (C1) - 25 km	2015
LT 230 kV Currais Novos II - Lagoa Nova (C2) - 25 km	2015
LT 230 kV Extremoz - Ceará Mirim II - 26 km	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III (C1) - 201 km (Nova SE Ceará Mirim II)	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III (C2) - 196 km (Nova SE Ceará Mirim II)	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III - 64 km (Nova SE João Câmara III)	2015
LT 500 kV Quixada - Açú III CS (C1) - 250 km	2018
LT 500 kV Açú III - João Câmara III CS (C1) - 131 km	2018
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Câmara III - 64 km	2018
LT 500 kV Açú III - Fortaleza II CS (C1) - 287 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 68 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Norte

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE João Câmara II 230/69 kV	2 TR - (1x180) MVA 2013
	1 TR - (1x180) MVA 2015
Nova SE Lagoa Nova 230/69 kV	2 TR - (1x150) MVA 2014
Nova SE Touros 230/69 kV	1 TR - (1x150) MVA 2014
	RB 500 kV - 150 Mvar 2014
SE Açú III 500/230 kV (Nova)	1º ATR - (3x300) MVA 2014
	RB 500 kV - 150 Mvar 2016
	2º ATR - (3x300) MVA 2018
SE Mossoró II 230/69 kV	RB 230 kV - 20 Mvar 2015
Nova SE Mossoró IV 230/69 kV	1 TR - (1x100) MVA 2015
	RB 500 kV - 150 Mvar 2015
SE Ceará Mirim 500/230 kV (SE Nova)	1º e 2º ATRs ((6+1)x150) MVA 2015
	CE 230 KV (-75/150) Mvar 2015
	BC 138 kV - 50 Mvar 2015
SE João Câmara III 500/138 kV	1º, 2º e 3º ATR ((3+1)x150) MVA 2015
	RB 500 kV - 150 Mvar 2018
Nova SE Currais Novos 230/69 kV	2 TR - (1x100) MVA 2015

Fonte: EPE

3.2.4 Estado da Paraíba

Sistema Elétrico

O suprimento ao estado da Paraíba é realizado por meio das subestações de Mussurê, Campina Grande II, Coremas, Goianinha e Santa Cruz, sendo as duas últimas localizadas nos estados de Pernambuco e Rio Grande do Norte, respectivamente. O sistema de transmissão é composto por circuitos na tensão de 230 kV, destinados a atender a área do agreste paraibano, onde está localizada a cidade de Campina Grande. Da subestação de Campina Grande partem, atualmente, quatro circuitos em 230 kV para alimentar a subestação de Natal, no estado do Rio Grande do Norte.

A subestação de Mussurú, que atende à região litorânea, polarizada pela capital do Estado, é suprida por meio de três linhas de transmissão, em 230 kV, provenientes da subestação de Goianinha, no estado de Pernambuco. A integração dessa malha de transmissão com o sistema de distribuição da Energisa PB e, que atende ao estado da Paraíba, é feita através das subestações 230/69 kV de Mussurú, Coremas, Campina Grande II e Goianinha (PE), além das subestações 138/69 kV Santa Cruz (RN) e 69/13,8 kV de Bela Vista e Campina Grande I. Ressalta-se também a existência de duas linhas de transmissão de 138 kV ligando as subestações de Campina Grande e Santa Cruz, no estado do Rio Grande do Norte.

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a linha de transmissão em 500 kV Garanhuns – Campina Grande III – Ceará Mirim II, incluindo a nova subestação Campina Grande III 500/230 kV.

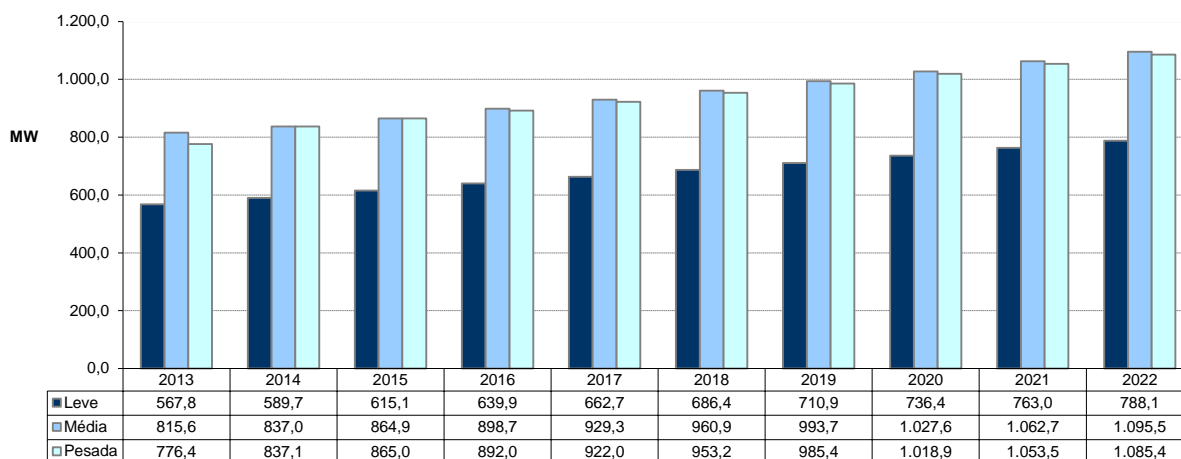
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado da Paraíba perfazem um total de cerca de 600 MW de capacidade instalada.

Carga local

A carga do estado da Paraíba prevista para o período 2013-2022 representa, em média, cerca de 6% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,8 %. O Gráfico 69 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado da Paraíba



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para o período 2013-2022 estão sumarizadas na Tabela 69 e na Tabela 70.

Tabela 69 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Pau Ferro - Santa Rita II - (C1) - 96 km (Nova SE Santa Rita II)**	2014

LT 230 kV Pau Ferro - Santa Rita II - (C1) - 97 km (Nova SE Santa Rita II)**	2014
LT 500 kV Garanhuns - Campina Grande III (C1) - 190 km (Nova SE Campina Grande III)**	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III (C1) - 201 km (Nova SE Campina Grande III)*	2015
LT 500 kV Ceará Mirim II - Campina Grande III (C2) - 196 km (Nova SE Campina Grande III) *	2015
Seccionamento da LT 230 kV Campina Grande II - Extremoz II - (C1) - 13 km (Nova SE Campina Grande III)*	2015
Seccionamento da LT 230 kV Campina Grande II - Extremoz II - (C2) - 13 km (Nova SE Campina Grande III)*	2015
LT 230 kV Campina Grande II - Campina Grande III - 8 km	2015
Seccionamento da LT 230 kV Pau Ferro - Campina Grande II - (C1) (nova SE Limoeiro)**	2018
LT 230 kV Campina Grande III - Santa Rita CS (C1) - 116 km	2018
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro CS (C1) - 127 km**	2021

Fonte: EPE

Tabela 70 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
Santa Rita II 230/69 kV	3º TR - (1x150) MVA	2015
SE Campina Grande III 500/230 kV (Nova)	RB 500 kV - 100 Mvar	2015
	2 ATRs - (3x200) MVA	2015

Fonte: EPE

3.2.5 Estado de Pernambuco

Sistema Elétrico

O Estado de Pernambuco é atendido por meio do sistema de transmissão composto por três linhas de transmissão em 500 kV e quatro linhas de transmissão em 230 kV, que partem do Complexo de Paulo Afonso - Luiz Gonzaga - Xingó e suprem a subestação de Angelim 500/230/69 kV, contando, além disso, com um circuito de 500 kV existente entre as subestações de Messias (AL) e Recife II. Entre as subestações de Angelim e Recife II, existem dois circuitos de 500 kV e três de 230 kV. O atendimento à área metropolitana da capital do Estado é realizado a partir da subestação de Recife II através de circuitos em 230 kV que alimentam as subestações Pirapama, Mirueira, Pau Ferro e Bongí. A interligação com o estado da Paraíba é feita através dos circuitos 230 kV Angelim - Campina Grande II C1, Tacaimbó - Campina Grande II C1 e C2, Pau Ferro - Campina Grande II C1 e C2, Goianinha - Mussurú C1 C2 e C3 e Goianinha - Campina Grande II. A interligação com o Estado de Alagoas é efetuada a partir da SE Angelim, por meio de três linhas de transmissão em 230 kV que se interligam com a subestação de Messias. O agreste do Estado é atendido através de três circuitos em 230 kV vindos de Angelim até a subestação de Tacaimbó, enquanto que o suprimento à região do sertão pernambucano é efetuado a partir das subestações de Juazeiro 230/69 kV (BA) e Bom Nome 230/138/69 kV. A subestação de Bom Nome é alimentada através do seccionamento das três linhas de transmissão em 230 kV que partem da usina de Paulo Afonso para alimentar a subestação de Milagres, localizada no Ceará.

A implantação da SE Suape II 500/230 kV, seccionando a LT 500 kV Messias - Recife II, possibilitou escoar a oferta de geração térmica vencedora dos últimos leilões de energia que se conecta nesta subestação.

O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade da CELPE.

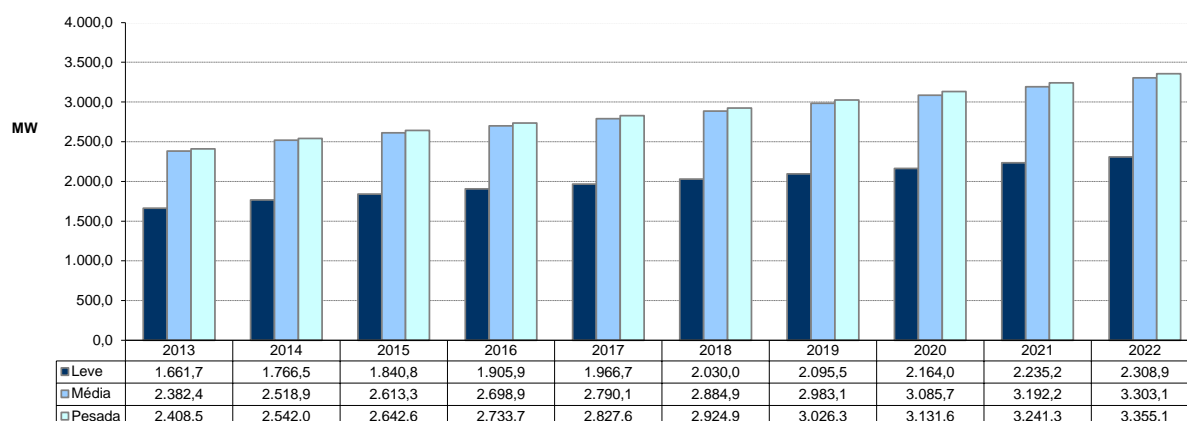
Geração local

Os empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Pernambuco contemplam a UHE Luiz Gonzaga (1.479 MW), localizada na fronteira com a Bahia, e usinas termelétricas que totalizam cerca de 1.600 MW.

Carga local

A carga do Estado da Pernambuco prevista para o período 2013-2022 representa, em média, cerca de 20% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 3,8%. O Gráfico 70 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes para o período 2013-2022 estão sumarizadas na Tabela 71 e na Tabela 72.

Tabela 71 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns (C2) - 224 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga - Angelim II - 1,4 km (Nova SE Garanhuns)	2014
LT 500 kV Garanhuns - Campina Grande III (C1) - 190 km (Nova SE Campina Grande III)	2014
LT 500 kV Pau Ferro - Garanhuns (C1) - 239 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Recife II - Angelim II - 166 km - CD (Nova Setor de 500 kV SE Pau Ferro)	2014
LT 500 kV Recife II - Suape II (C2) - 45 km	2014
LT 230 kV Pau Ferro - Santa Rita II - (C1) - 97 km (Nova SE Santa Rita II)	2014
LT 230 kV Suape II - Refinaria Abreu e Lima - (C1) - 3,5 km	2014
LT 230 kV Suape II - Refinaria Abreu e Lima - (C2) - 3,5 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim - (C1) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim - (C2) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim - (C3) 1,4 km (Nova SE Garanhuns II)	2014
LT 230 kV Garanhuns - Angelim (C5) - 13 km	2014
Seccionamento da LT 230 kV Recife II -Angelim - (C2) 0,4 km, (Conectando-se na SE Ribeirão já existente)	2014
LT 230 kV Pau Ferro - Mirueira II - (C1) - 0,25 km (Nova SE Mirueira II) - Desvio da LT existente Pau Ferro - Mirueira I	2014
LT 230 kV Mirueira II - Pau Ferro (C2) - 8 km (trecho entre Pau Ferro e derivação Mirueira)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Recife II - Pirapama II - (C1) - 28 km (Nova SE Jaboatão II)	2014
LT 230 kV Pau Ferro - Goianinha - (C2) - 8 km - (trecho entre Pau Ferro e derivação Mirueira)	2014
Seccionamento da LT 230 kV Pau Ferro – Campina Grande II - (C1) (nova SE Limoeiro)	2018
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro CS (C1) - 127 km	2021

Fonte: EPE

Tabela 72 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Suape II 500/230 kV	2º ATR – (3x200) MVA
SE Garanhuns II 500/230 kV (Nova)	1º ATR – ((3+1)x200) MVA
	RB 500 kV – 150 Mvar
Setor de 500 kV SE Pau Ferro (Nova)	1º e 2º ATRs – (3x250) MVA
SE Mirueira II 230/69 kV (Nova)	1º e 2º TRs – (2x150) MVA
	3º TR – (1x150) MVA
SE Jaboatão II 230/69 kV (Nova)	1º e 2º TRs – (2x150) MVA
SE Limoeiro 230/69 kV (Nova)	2TRs - (2x100) MVA

Fonte: EPE

3.2.6 Estado de Alagoas

Sistema Elétrico

O Estado de Alagoas é suprido a partir das usinas do Complexo de Paulo Afonso, que alimentam as subestações de Abaixadora 230/69 kV (BA) e Zebu 138/69 kV, e a partir da UHE Xingó, por meio de uma linha de transmissão em 500 kV que interliga esta usina à subestação de Messias 500/230 kV (1200 MVA). Da SE Messias parte o suprimento em 230 kV às subestações de Maceió (2 circuitos) e Rio Largo (3 circuitos). O suprimento à região sul de Alagoas é efetuado através da LT 230 kV Rio Largo-Penedo e da SE Penedo 230/69 kV, enquanto que a interligação com o estado de Pernambuco é efetuada através de três circuitos em 230 kV, entre as subestações de Messias e Angelim.

Estudos realizados sob coordenação da EPE recomendaram a expansão do sistema de transmissão de Alagoas através da LT 230 kV Jardim – Penedo, da nova SE 230/69 kV Arapiraca III, alimentada pelo seccionamento em loop da LT 230 kV Penedo – Rio Largo e da nova SE 230/69 kV Maceió II, alimentada à partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV.

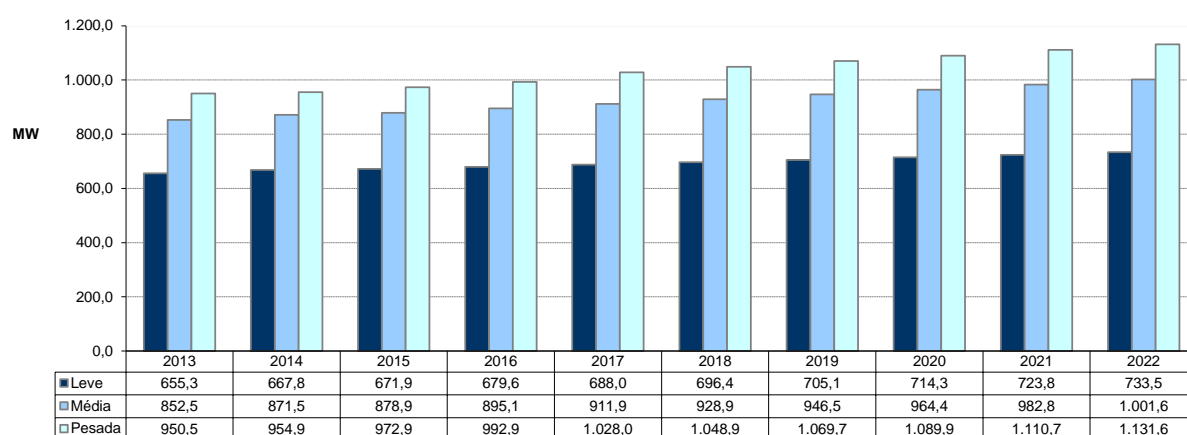
O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de Eletrobras Distribuição Alagoas.

Geração local

Os empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado de Alagoas compreendem as usinas de Apolônio Sales e Paulo Afonso na fronteira com a Bahia e a usina de Xingó, na fronteira com Sergipe.

Carga local

A carga do estado de Alagoas prevista para o período 2013-2022 representa, em média, cerca de 6,7% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2,0%. O Gráfico 71 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado de Alagoas

Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras mais importantes no estado para o período 2013-2022 estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 73 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT Penedo – Rio Largo 230 kV, CD, 46 km (SE Arapiraca III 230 kV)	2013
LT Messias – Maceió II, 230 kV, CD, 20 km	2014

Fonte: EPE

Tabela 74 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Rio Largo II 230/69 kV	3º TR – (1 x 100) MVA	2013
SE Arapiraca III 230/69 kV (nova)	1º TR – (1 x100) MVA	2013
SE Maceió II 230/69 kV (nova)	1º e 2º TR – (1 x 200) MVA	2014
SE Zebu 230/69 kV	3º TR – (1x100) MVA	2015

Fonte: EPE

3.2.7 Estado do Sergipe

Sistema Elétrico

O sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe é alimentado a partir da subestação 500/230/69 kV de Jardim e das subestações 230/69 kV de Itabaiana, Itabaianinha e Penedo (AL). A subestação 500/230/69 kV de Jardim é alimentada na tensão de 500 kV pelas linhas de transmissão Xingó - Jardim e Jardim - Camagari e conectada ao sistema de 230 kV através do seu único autotransformador de 600 MVA, além de duas linhas em 230 kV, existentes entre as subestações de Jardim e Itabaiana. As cargas da área metropolitana de Aracaju, além de parte da região sul do estado são alimentadas partir da SE Jardim 69 kV. A subestação de Itabaiana atende ao norte e ao sudoeste do estado, sendo suprida através de três linhas de transmissão em 230 kV, das quais duas são originárias da SE Paulo Afonso e a outra da SE Catu, ambas localizadas na Bahia. A SE Itabaianinha, que atende cargas da SULGIPE, localizadas ao sul do Estado, é alimentada a partir de um seccionamento na linha de transmissão 230 kV Itabaiana-Catu. Cabe ainda destacar que, parte do suprimento à região norte do estado de Sergipe é efetuado a partir da subestação de Penedo, localizada em Alagoas. O sistema de distribuição do estado é, majoritariamente, de responsabilidade de Energisa-SE, tendo a participação também da SULGIPE.

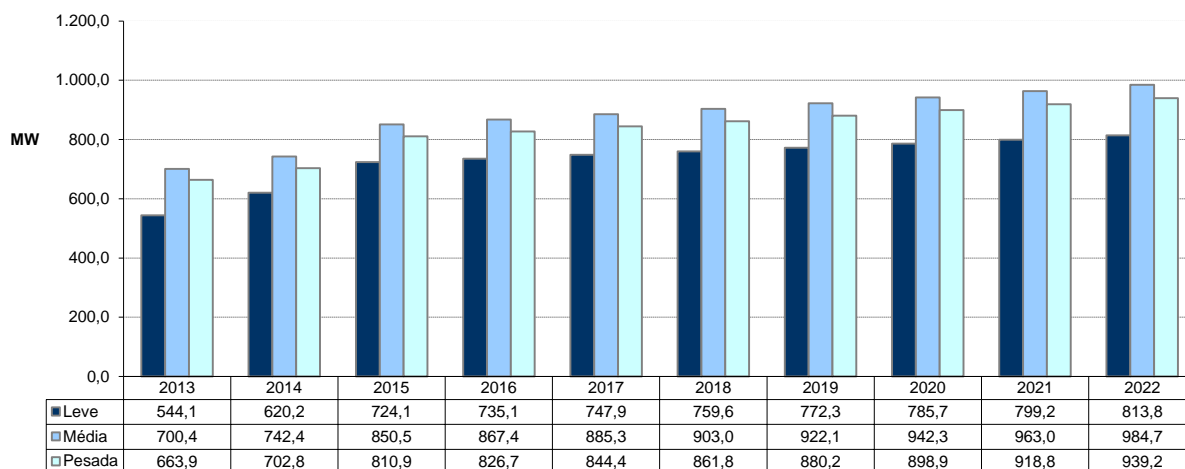
Geração local

O total de geração hidráulica atualmente em operação no estado de Sergipe refere-se à UHE Xingó (3162 MW), localizada na fronteira com Alagoas.

Carga local

A carga do estado de Sergipe prevista para o período 2013-2022 representa, em média, cerca de 5,4% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 4,0%. O Gráfico 72 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado de Sergipe



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2013-2022, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, estão sumarizadas nas tabelas a seguir.

Tabela 75 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Jardim – Penedo, 230 kV, 110 km	2013
LT Sec. Jardim/Penedo - N. S. do Socorro, 230 kV, CD,5 km	2014
LT Jardim- N. S. do Socorro, 230 kV, CD, 1,3 km	2014

Fonte: EPE

Tabela 76 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Itabaiana 230/69 kV	3º TR– (1x100) MVA
SE N. S. do Socorro 230/69 kV(nova)	1º e 2º TR (2 x 150) MVA

Fonte: EPE

3.2.8 Estado da Bahia*Sistema Elétrico*

O sistema de transmissão que atende ao estado da Bahia é suprido a partir das subestações 500/230 kV de Camaçari (2400 MVA), Sapeaçu (1200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA). Essas subestações são alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho, Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2, Paulo Afonso – Olindina - Camaçari, Luiz Gonzaga – Olindina - Camaçari, Xingó – Jardim - Camaçari, Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu e Sapeaçu - Camaçari II. As regiões centro e oeste do estado são supridas pelo eixo que parte de Sobradinho em 230 kV, através de dois circuitos no trecho Sobradinho – Juazeiro - Senhor do Bonfim e de um único circuito no trecho Senhor do Bonfim – Irecê - Bom Jesus da Lapa - Barreiras. Este eixo possui ainda uma segunda fonte de alimentação proveniente da interligação dos autotransformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa. O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas. A subestação de Camaçari é responsável pelo suprimento de toda a região metropolitana de Salvador (subestações de Pituaçu, Cotegipe, Jacaracanga e Matatu), além das cargas do Pólo Petroquímico e do Centro Industrial de Aratu. A subestação de Governador Mangabeira é alimentada através de três circuitos em 230 kV, sendo dois oriundos de Camaçari e um de Catu, estando também interligada através de três circuitos de 230 kV, com a subestação de Sapeaçu, de onde deriva o suprimento à região sul do estado. Um dos circuitos da LT 230 kV Camaçari II – Governador Mangabeira é seccionado em sua rota para atendimento à SE Tomba. O sul da Bahia é alimentado todo em 230 kV, através de três circuitos existentes entre as subestações de Sapeaçu e Funil, sendo um deles

seccionado em sua rota para alimentar a subestação de Santo Antônio de Jesus. Além disso, o sistema de atendimento a essa região conta ainda com dois circuitos de 230 kV que interligam as subestações de Funil e Eunápolis, com seccionamento para interligação da UHE Itapebi. O atendimento à SE Brumado é realizado através de uma linha de transmissão em 230 kV oriunda da SE Funil 230 kV. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade de COELBA.

Face à expressiva contratação de energia eólica nos últimos leilões, foi recomendado, além da SE 230 kV Igaporã II já indicada para escoar a energia contratada no LER 2009, o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara C1 e a construção do setor em 500 kV na SE Igaporã III, de modo a possibilitar o escoamento do potencial contratado no Sul da Bahia.

Considerando o potencial futuro no Sul da Bahia, está previsto para 2018 o seccionamento do segundo circuito da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara.

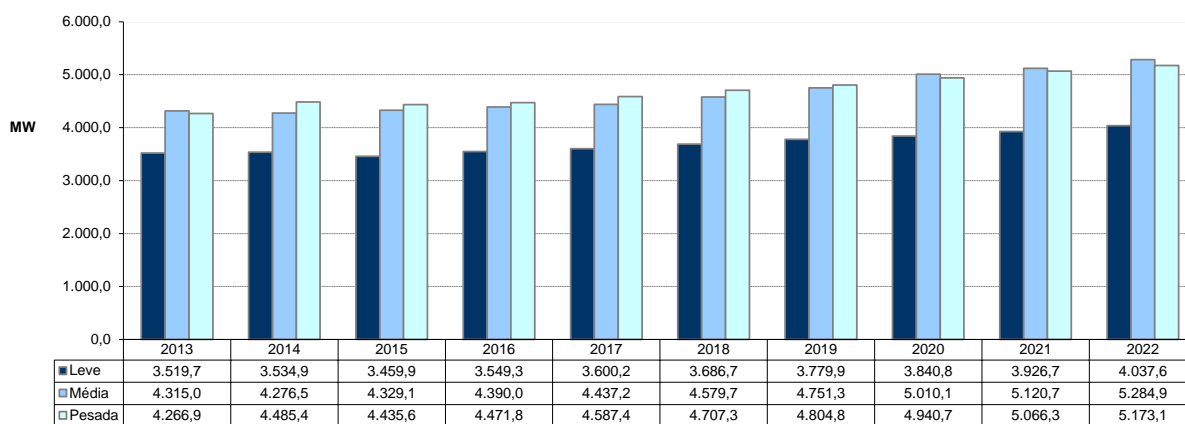
Geração local

O total de empreendimentos de geração hidráulica atualmente em operação no estado da Bahia compreendem, dentre outras, as usinas de Sobradinho na Bahia, Apolônio Sales e Paulo Afonso, na fronteira com Alagoas, Luiz Gonzaga, na fronteira com Pernambuco.

Carga local

A carga do estado da Bahia prevista para o período 2013-2022 representa, em média, cerca de 30,5% do total da região Nordeste, com crescimento médio anual da carga pesada da ordem de 2,2 %. O Gráfico 73 mostra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado da Bahia



Fonte: EPE

Programa de Obras

As obras visualizadas para o período 2013-2022, correspondentes a ampliações das capacidades de transformação das subestações supridoras existentes, novas subestações e linhas de transmissão estão mostradas nas tabelas que se seguem.

Tabela 77 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II (C1) - 115 km (Nova SE Igaporã)	2013
Seccionamento da LT 230 kV Tomba - Camaçari II - 2km	2013
LT 230 kV Camaçari II - Catu - (C1) - 25 km - Remanejamento aéreo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Catu - (C2) - 24 km - Remanejamento aéreo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Jacaracanga (C1) - 19 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Jacaracanga (C2) - 19 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Cotegipe C1 - 23 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Poló (C1) - 10 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Poló (C2) - 10 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Camaçari II - Pituaçu (C1) - 39 km - Remanejamento subterrâneo para a futura SE Camaçari IV	2013
LT 230 kV Sapeaçu - Santo Antônio de Jesus (C3) - 31 km	2014
Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara (C1) - 78 km (SE Igaporã III)	2014
LT 500 kV Sapeaçu -Camaçari IV (C1) - 105 km	2014
LT 230 kV Igaporã II - Igaporã III (C1) - 2 km	2014
LT 230 kV Igaporã II - Igaporã III (C2) - 2 km	2014
LT 230 kV Igaporã III - Pindaí II (C1) - 46 km (Nova SE Pindaí II)	2014
LT 230 kV Irecê - Morro do Chapéu II (C1) - 65 km (Nova SE Morro do Chapéu II)	2014
LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas - (C1) - 152 km (Nova SE Teixeira de Freitas II)	2014
LT 230 kV Eunápolis - Teixeira de Freitas - (C2) - 152 km (Nova SE Teixeira de Freitas II)	2014
Seccionamento LT 230 kV Itagibá - Brumado II - 0,5 km (Nova SE Poções)	2014
LT 230 kV Funil - Poções II (C1) - 117 km	2014
LT 230 kV Pirajá - Camaçari IV - (C1) - 45 km - (Nova SE Pirajá)	2014
LT 230 kV Pirajá - Pituaçu - (C1) - 5 km (Nova SE Pirajá)	2014
LT 500 kV Barreiras II - Bom Jesus da Lapa II - 221 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas - 373 km	2016
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas - 238 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II - 289 km (Nova SEs Barreiras II e Gilbués)	2016
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara (C2) - 232 km	2016
LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu (C2) - 254 km	2016
Seccionamento da LT 230 kV Barreiras I - Bom Jesus da Lapa - 2,4 km (Nova SE Barreiras II)	2016
LT 230 kV Rio Grande II - Barreiras (C1) - 133,5 km (Nova SE Rio Grande II)	2016
LT 230 kV Barreiras I - Barreiras II (C1) - 14,5 km	2016
Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara (C2) - 78 km (SE Igaporã III)	2018

Fonte: EPE

Tabela 78 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Camaçari IV (Nova)	RB 500 kV – 150 Mvar	2013
SE Sapeaçu 500/230 kV (Nova)	3º TR – (3x200) MVA	2013
	CE 500 kV -(250/150) Mvar	2013
SE Igaporã II 230/69 kV (Nova)	2TR – (1x150) MVA	2013
	BC 230 kV – 50 Mvar	2013
	1TR – (1x150) MVA	2015

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Igaporã III 500/230 kV (Nova)	1º e 2º TR – ((6+1)x250) MVA	2014
SE Pindaí II 230/69 kV (Nova)	1º e 2º TR – (1x150) MVA	2014
SE Morro do Chapéu II 230/69 kV (Nova)	1TR – (1x150) MVA	2014
	RB 230 kV – 20 Mvar	2014
SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV (Nova)	2TR – (1x100) MVA	2014
	BC 138 kV – 10 Mvar	2014
SE Poções 230/138 kV (Nova)	1º e 2º TR – (1x100) MVA	2014
SE Pirajá 230/69 kV (Nova)	1º e 2º TR – (1x180) MVA	2014
SE Irecê 230/138 kV	2º TR (1x55) MVA	2014
SE Barreiras II 500/230 (Nova)	1º TR – ((3+1)x100) MVA	2016
	RB 500 kV – 150 Mvar	2016
SE Rio Grande 230/138 kV (Nova)	1º TR – (1x100) MVA	2016

Fonte: EPE

3.2.9 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos que estão em desenvolvimento ou deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Piauí

- Estudo de suprimento a microrregião do Médio Parnaíba, que hoje é atendida pelas subestações de Boa Esperança e Teresina, face ao esgotamento dessas duas subestações.
- Estudo de suprimento a região do Alto e Médio Canindé à partir do seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres.

Estado do Ceará

- Estudo de atendimento às cargas das subestações de Sobral e Russas.

Estado de Pernambuco

- Estudo de planejamento vislumbrando um novo ponto de suprimento para atendimento às cargas na área de influência da SE Angelim, em face ao esgotamento físico desta subestação.
- Estudo de suprimento a região de Ouricuri à partir do seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres.
- Estudo de atendimento às cargas da SE Goianinha devido ao esgotamento físico dessa subestação.
- Estudo de atendimento a região de Limoeiro – Carpina.
- Estudo de atendimento ao sertão de Alagoas e Pernambuco.

Estado de Sergipe

- Estudo de atendimento aos estados de Sergipe e Alagoas, devido a problemas de subtensão na SE 500 kV Jardim e no eixo 230 kV N. S. Socorro – Penedo – Arapiraca III – Rio Largo em situações de contingência.

Estado da Bahia

- Estudo de planejamento vislumbrando um novo ponto de suprimento para atendimento às cargas na área de influência da SE Juazeiro da Bahia II.
- Estudo de atendimento às cargas das subestações Cícero Dantas, Olindina e Catu, devido ao esgotamento físico da SE Cícero Dantas.
- Estudo para o escoamento do potencial eólico do sudoeste da Bahia e norte de Minas Gerais.

3.3 Região Sudeste

Sistema Elétrico

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.

Geração Regional

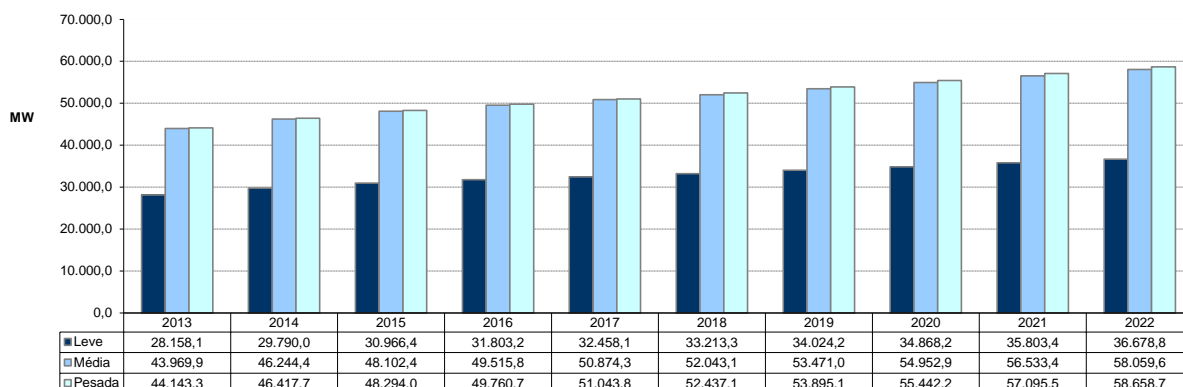
Até o final de 2012 a capacidade instalada para a região Sudeste/Centro-Oeste será da ordem de 65.200 MW, sendo 43.600 MW de usinas hidrelétricas (67%), 10.800 MW de usinas térmicas (16,5%) e 10.800 MW de outras fontes renováveis (16,5%). A maior hidrelétrica da região é Itaipu, que totaliza 14.000 MW. Metade desta potência (7.000 MW) é gerada no setor de 50 Hz da usina, sendo cerca de 1.000 MW entregues à ANDE, no Paraguai, e o restante escoado para o Brasil pelo sistema de corrente contínua e entregue na SE Ibiúna. A outra metade é gerada no setor de 60 Hz da usina e se destina ao atendimento do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. O sistema de CC é composto de 2 bipolos de ± 600 kV ligando a SE Foz do Iguaçu à SE Ibiúna, com cerca de 800 km de extensão. O sistema CA conta com três circuitos de 765 kV de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto, em uma extensão de cerca de 900 km, e duas SE intermediárias, a SE Ivaiporã, onde esse sistema se interliga com o sistema da região Sul através da transformação 765/500 kV e a SE Itaberá.

Carga Regional

As projeções de mercado para os patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no

Gráfico 74. A evolução da carga na região apresentou um crescimento de 33% no decênio 2013-2022.

Gráfico 74 – Evolução da carga da Região Sudeste



Fonte: EPE

3.3.1 Estado de São Paulo

Sistema Elétrico

A Rede Básica em São Paulo é composta por uma extensa malha nas tensões de 500, 440, 345 e 230 kV de FURNAS, CTEEP e outras transmissoras, além de ser o ponto de chegada da energia proveniente da usina de Itaipu através dos sistemas CA em 750 kV e CC em ± 600 kV de propriedade de FURNAS. A partir da SE Tijuco Preto 500 kV saem duas linhas direto para Cachoeira Paulista, uma de FURNAS e a outra da Cachoeira Paulista Transmissora de Energia LTDA e uma ligação para a SE Taubaté e dessa para Cachoeira Paulista. A parte restante do sistema de 500 kV integra os parques geradores do Rio Paranaíba e baixo Rio Grande à rede de 345 kV de suprimento à área São Paulo (Poços e Campinas). A SE Água Vermelha, da CTEEP, é um ponto de conexão dos sistemas de 500 kV e 440 kV e é responsável pela interligação do sistema de 440 kV da CTEEP com o sistema de 500 kV da CEMIG através das LT Água Vermelha - São Simão e com o sistema de 500 kV de FURNAS através da LT Água Vermelha-Marimbondo 500 kV. Outros pontos existentes de conexão entre os sistemas de 500 kV e 440 kV são nas SE Assis, Taubaté e Ribeirão Preto da CTEEP. Estão previstos para este decênio mais dois pontos de conexão entre as rede de 440 e 500 kV, que são as SE Araraquara e Fernão Dias. A rede em 440 kV é composta por 6679 km de linhas de transmissão no estado de São Paulo, a partir das usinas dos Rios Grande, Paraná e Paranapanema (Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupiá, Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara), atendendo a centros consumidores no interior do Estado (Ribeirão Preto, Mirassol, Araraquara, Araras, Bauru, Getulina, Assis, Mogi Mirim III, Oeste, Santa Bárbara, Sumaré e Taubaté) e na região da Grande São Paulo (Bom Jardim, Cabreuva, Embu Guaçu e Santo Ângelo). O sistema em 440 kV também se interliga aos sistemas de 345 kV (SE Santo Ângelo e Embu Guaçu) e 230 kV (SE Assis, Taubaté e Cabreuva). Convém observar que, embora a maioria das linhas seja de propriedade da CTEEP, as linhas em 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré são de propriedade da ETEO.

Foram recomendados como reforços estruturais do sistema de transmissão responsável pelo atendimento à região do litoral de São Paulo dois novos pontos de suprimento: SE Manoel da Nóbrega 4 230/138-88 kV e SE Domênico Rangoni 345/138 kV. A SE Manoel da Nóbrega será alimentada a

partir da LT 230 kV Henry Borden – Praia Grande 4 (CD), com extensão de 22 km, já a SE Domênico Rangoni será construída a partir do seccionamento da LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada Santista C3. Esses reforços estão previstos para entrarem em operação no ano de 2015.

Também foram recomendados reforços nas regiões de São Paulo caracterizadas por grande potencial de usinas térmicas a biomassa. Para o sistema próximo às usinas do Rio Paraná e Tietê (Jupia e Três Irmãos), foi recomendada, para o ano 2015, a construção da nova SE Marechal Rondon 440/138 kV, que possibilitará o escoamento do excedente de geração de energia no sistema de 138 kV da região. Com relação ao sistema próximo às usinas do Rio Grande (Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes), foi recomendado como reforço estrutural a implantação da transformação 345/138 kV em Porto Colômbia, para o ano de 2015, o que possibilitará 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.

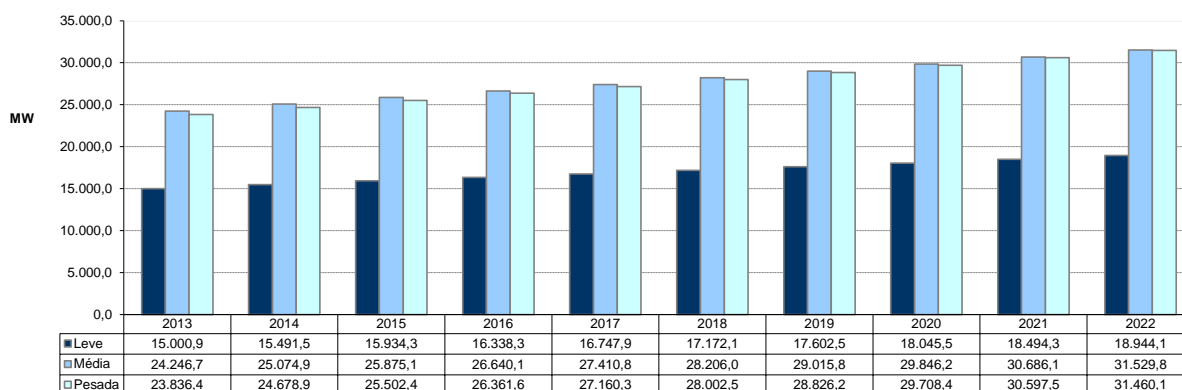
Geração local

O Estado de São Paulo tem a maior potência instalada da Região Sudeste em usinas hidrelétricas e termelétricas, representando mais de 40% do total da Região.

Carga local

A carga pesada do estado de São Paulo representa 53% da região Sudeste/Centro-Oeste e 27% do SIN em 2013. Esta carga mostra um crescimento médio de cerca de 3,1% ao ano no período decenal. O gráfico a seguir apresenta a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado de São Paulo



Fonte: EPE

Programa de obras

As obras da Rede Básica previstas para o estado de São Paulo são listadas na Tabela 79 e na Tabela 80.

Tabela 79 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Seccionamento da LT Poços – Mogi 345 kV CD 1,4 km (conexão de Atibaia 345 kV)	2013

LT Itapeti – Nordeste 345 kV D1, 29 km	2013
LT Tijuco Preto – Itapeti 345 kV C3 e C4, 21 km	2013
LT Alto da Serra – Sul 345 kV CD, 15 km	2014
LT Araraquara 2 – Taubaté 500 kV, CS, 356 km	2014
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 252 km	2014
LT Assis – Paraguaçu Paulista 2 230 kV CD, 39 km	2014
LT Araraquara 2 – Itatiba 500 kV, CS, 198 km	2014
LT Itatiba – Bateias 500 kV, CS, 390 km	2015
Seccionamento LT 440 kV Jupiá – Getulina C1 para conexão da SE Marechal Rondon, 9 km	2015
Seccionamento LT 440 kV Jupiá – Taquaruçu para conexão da SE Marechal Rondon, 9 km	2015
LT Assis – Marimbondo 2 500 kV, CS, 300 km	2015
LT Araraquara 2 – Fernão Dias 500 kV, CS, 240 km	2015
LT Henry Borden – Praia Grande 4 230 kV, CD, 22 km	2015
Seccionamento LT 345 kV T. Preto – B. Santista C3 para conexão da SE Domênico Rangoni, 27 km	2015
LT Campinas – Marimbondo 500 kV, CS, 370 km	2016
LT Fernão Dias – Nova Iguaçu 500 kV, CS, 340 km	2017
LT Fernão Dias – Terminal Minas 500 kV, CD, 330 km	2018
LT Fernão Dias – Cabreúva 440 kV, CS, 66 km	2017
LT Cachoeira Paulista – Terminal Minas 500 kV, C1 e C2, 330 km	2019
LT Fernão Dias – Terminal Rio 500 kV, C1, 320 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 80 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Atibaia II (345/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x133,3) MVA	2013
SE Tijuco Preto (765/345 kV)	RL - 345 kV	2013
	4º TR - (3x500) MVA	2013
SE Bandeirantes (345/88 kV)	4º TR - (400) MVA (Reserva Quente)	2013
	Subst. 2 ATR 230/88 kV- (2 x 34) MVA por (2 x 75) MVA	2013
SE Assis (440x230 kV)	RB 500 kV ((3+1)x45,3)Mvar	2015
	3º ATR - (3x112) MVA	2015
SE Itapeti (345/88 kV) - Nova	1º e 2º ATRs ((6+1)x133,3) MVA	2013
SE Norte (345/88 kV)	4º TR - (400) MVA	2013
SE Araraquara II	Estação Inversora Nº 01 CC/CA	2013
	Estação Inversora Nº 02 CC/CA	2014
SE Getulina	BC 138 kV – 50 Mvar	2013
	2º BRM 440 kV - (3x60) Mvar	2014
SE Taubaté	BC 138 kV - (2x50) MVA	2013
	2º ATR 440/230 kV - (3x110) MVA	2017
	2º ATR 500/440 kV - (3x110) MVA	2020
SE Cerquilha III (230/138 kV)	1º e 2º TRs (6 + 1) x 50 MVA	2014
	1º e 2º TRs - 400 MVA	2014
SE Piracicaba (440/138 kV) - Nova	BC 138 kV - (2x50) Mvar	2014
	3º TR - 400 MVA	2021

SE Paraguaçu Paulista II (230/88 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1)x50) MVA	2014
SE Mogi das Cruzes (230/88 kV)	Subst. TR1 (3 x 20) MVA por (3 x 50) MVA	2014
SE Itatiba (500/138 kV)	CE (-300/+300) Mvar	2014
	3º TR - 400 MVA	2014
SE Santa Bárbara D'Oeste	BC 138 kV - (2x50) Mvar	2014
	CE (-300/+300) Mvar	2014
SE Salto (440/88 kV)	2º TR - (3x133,3) MVA	2014
SE Porto Colômbia (345/138 kV)	1º e 2º TRs ((6 + 1) x 133) MVA	2015
SE Araras (440/138 kV)	3º TR - (3x100) MVA	2015
SE Marechal Rondon (440/138 kV)	1º e 2º TRs ((6 + 1) x 100) MVA	2015
SE Fernão Dias (500/440 kV)	1º ATR - ((3+1)x400) MVA	2015
	Implantação dos setores de 500 e 440 kV	2015
	2º e 3º ATRs ((6 x 400) MVA	2017
	CE (-300/+300) Mvar	2020
	RB 500 kV ((3+1)x45,3)Mvar	2020
SE Manoel da Nóbrega - Nova	1º e 2º TRs 230/138 kV ((6 + 1) x 75) MVA	2015
	1º TR 230/88 kV ((3 + 1) x 75) MVA	2015
SE Domênico Rangoni (345/138 kV) - Nova	1º e 2º TRs 345/138 kV ((6 + 1) x 133) MVA	2015
SE Bom Jardim	BC 88 kV - 50 Mvar	2015
	BC 138 kV - 100 Mvar	2015
SE Ibiúna (500/345 kV)	3º ATR - (3x250) MVA	2015
SE Capão Bonito	BC 230 kV - 100 Mvar	2016
SE Bauru	Subst. 2 ATR 440/138 kV- (3 x 50) MVA por (3 x 100) MVA	2016
	4º TR (440/138 kV) - 150 MVA	2020
	CE (-300/+300) Mvar	2020
SE Leste	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2017
SE Mirassol 2 (440/138 kV)	3º ATR - (3x100) MVA	2018
SE Ramon Rebert Filho	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2019
SE Araraquara (440/138 kV)	4º ATR - (3x100) MVA	2019
SE Campinas	RB 500 kV ((3+1)x45,3)Mvar	2020
SE Nordeste	4º TR (345/138-88 kV) – (3 x 133) MVA	2022

Fonte: EPE

3.3.2 Estado de Minas Gerais

Sistema elétrico

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais é constituído por uma vasta malha de transmissão (500, 345 e 230 kV), tendo por principais proprietárias CEMIG e FURNAS, com uma extensão superior a 7.000 km. O sistema de transmissão é responsável pela interligação das grandes usinas, situadas principalmente na região do Triângulo Mineiro, por importantes interligações com outras empresas e pelo transporte de grandes blocos de energia para as diferentes regiões do estado de Minas Gerais e

também, para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. O sistema de distribuição do estado é de responsabilidade das seguintes distribuidoras: CEMIG-D, DME Distribuição S/A e Energisa - MG.

Foram recomendados reforços para o sistema de transmissão de energia do estado que promovem a ampliação da capacidade de intercâmbio entre regiões, como a construção do circuito em 500 kV entre Luziânia e Pirapora 2.

Para a região norte do estado foram indicadas novas linhas de transmissão, bem como uma nova fonte de suprimento às cargas regionais: SE Janaúba 3 230/138 kV. Para esta região também foram recomendadas duplicações de linhas e transformadores para atendimento ao critério N-1.

O estado terá o ponto receptor do Bipolo 1 de Xingu em +800 kV DC para escoamento da energia elétrica oriunda da UHE Belo Monte. Esse ponto será a SE Terminal Minas. Além disso, outros reforços associados a este empreendimento foram recomendados, com vistas a escoar a energia a partir deste ponto com diversos circuitos em 500 kV.

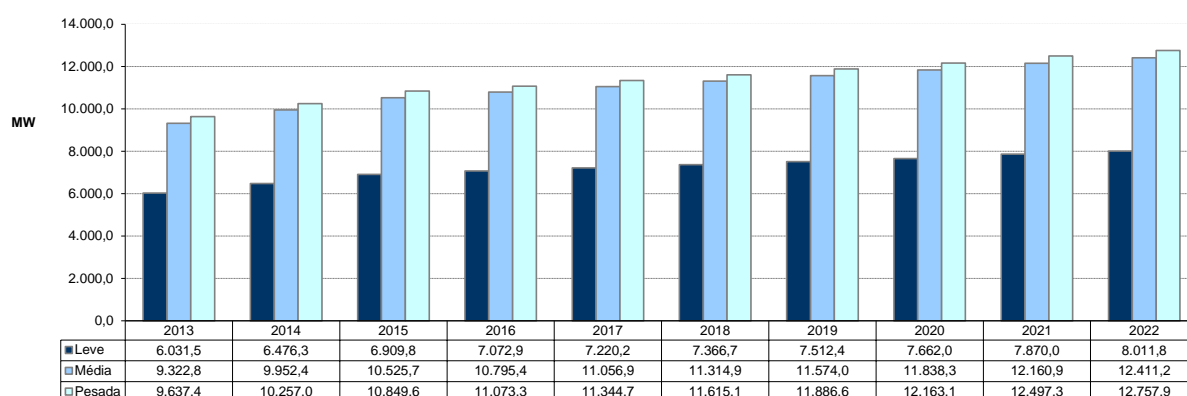
Geração local

O total de empreendimentos de geração atualmente em operação no estado de Minas Gerais é de cerca de 16.000 MW, com participação de usinas hidrelétricas da ordem de 13.000 MW.

Carga local

O Estado de Minas Gerais tem a segunda maior carga do Brasil, representando cerca de 22% da carga da região Sudeste. O patamar de carga apresenta um crescimento médio de 3,2% ao ano no período decenal. A evolução dos três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 76.

Gráfico 76 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais



Fonte: EPE

Programa de obras

Nas tabelas a seguir é mostrado o Programa de Obras para o sistema de transmissão no estado de Minas Gerais.

Tabela 81 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 180 km	2013
LT 345 kV Neves 1 – Três Marias (Recapacitação) – 246 km	2013
LT 345 kV Pimenta – Taquaril (Recapacitação) – 215 km	2013
LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2 – 24 km	2013
LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril (Recapacitação) – 53 km	2014
LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 – 383 km	2015
LT 345 kV Volta Grande – Jaguará (Recapacitação) – 89 km	2015
LT 230 kV Itabira 2 – Itabira 5 (Recondutoramento) – 12 km	2015
LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2 – 350 km	2016
LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 – 90 km	2016
LT 230 kV Araçuaí 2 – Irapé C2 – 61 km	2016
LT 230 kV Janaúba 3 – Irapé – 135 km	2016
LT 500 kV Terminal Minas – Estreito C1 e C2 – 20 km	2018

Fonte: EPE

Tabela 82 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Mascarenha de Moraes (345/138 kV)	2º ATR - ((3+1)x133,3) MVA - c/LTC
SE Conselheiro Pena - Nova	Secc LT 230 kV Aimorés - G.Valadares
	1º TR 230/138 KV 66 MVA
SE Santos Dumont (345/138 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1)x125) MVA - c/LTC
	Secc LT 345 kV Barbacena II - Juiz de Fora I
	CE (-84/+100) Mvar
SE Barreiro (345/138 kV)	6º ATR - ((3+1R)x125) MVA - c/LTC
	BC 345 kV - 100 Mvar
SE Barão de Cocais 3	BC 230 kV - 50 Mvar
SE Neves I	BC 345 kV - 100 Mvar
SE Nova Lima VI 345 kV - Nova	secc. LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril
SE Itabira II	BC 230 kV - 50 Mvar
SE Itabirito II (500/345 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1)x186,66) MVA - c/LTC
SE Padre Fialho (345/138 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1R)x50) MVA - c/LTC
	CE (-90/+100) Mvar
	TR Def. 3Ø 138/138 kV - 150 MVA -30/+30 graus
SE Taquaril (345/230 kV)	3º TR - (3x75) MVA - c/LTC
SE Sete Lagoas IV (345/138 kV) - Nova	1º ATR - ((3+1)x125) MVA - c/LTC
SE Timotéo II (230/69 kV) - Nova	Secc. LT 230 kV Ipatinga 1 - Acesita
	1º ATR - ((3+1)x20) MVA - c/LTC
SE Barro Branco 345 kV - Nova	Secc. LT 345 kV Ouro Preto 2 - Padre Fialho
SE Viga 345 kV	Radial partindo de Jeceaba 345 kV
SE São Gotardo	BC 345 kV - 150 Mvar

	1º ATR345/138 kV ((3 + 1) x 100) MVA	2014
	TR Def. 3Ø 138/138 kV - 300 MVA -30/+30 graus	2014
SE Bom Despacho III 500 kV	CE (-200/+300) Mvar	2014
SE Mesquita (500/230 kV)	4º ATR - 400 MVA	2014
SE Três Marias (345/289 kV)	2º ATR - ((3+1)x150) MVA - c/LTC	2014
SE Pirapora II	2º ATR - (3x350) MVA	2014
SE Ipatinga I	2º ATR 230/13,8 kV- 33,2 MVA - c/LTC	2015
	2º ATR 230/138 kV - (3x75) MVA - c/LTC	2016
SE Itabira V (500/230 kV) - Nova	Secc. LT 500 kV Neves I - Mesquita	2015
	1º ATR - ((3+1)x250) MVA - c/LTC	2015
SE Braúnas (230/138 kV) - Nova	Secc. LT 230 kV Porto Estrela - Itabira 2	2015
	1º ATR - ((3+1)x75) MVA - c/LTC	2015
SE Janaúba III (230/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x75) MVA - c/LTC	2016
SE Araçuaí II (230/138 kV)	1º ATR - (3x75) MVA - c/LTC	2016
SE Irapé (345/230 kV)	2º ATR - (3x75) MVA - c/LTC	2016
SE Terminas Minas 800 kV DC	Receptor Bipolo 1 de Xingu	2018

Fonte: EPE

3.3.3 Estado do Espírito Santo

Sistema Elétrico

Atualmente o Espírito Santo é suprido por três linhas em 345 kV, duas em 230 kV e um circuito duplo em 138 kV, além do parque gerador local.

Duas linhas de transmissão em 345 kV, que têm origem na SE Campos, no Estado do Rio de Janeiro, se conectam às SE Vitória e Viana, ambas na região da Grande Vitória, as quais possuem transformações 345/138 kV e são os pontos onde se concentra a maior parte do atendimento às cargas da região. A terceira linha em 345 kV conecta a SE Ouro Preto 2, em Minas Gerais, à SE Vitória.

No sul do Estado, a SE Cachoeiro, da ESCELSA, é o ponto de chegada de duas linhas provenientes do setor de 138 kV da SE Campos.

O atendimento em 230 kV é feito via conexão entre a SE Aimorés, na divisa com Minas Gerais, e a SE Mascarenhas 230 kV, de onde parte uma linha em 230 kV para a SE Verona. As SE Mascarenhas e Verona possuem transformações de fronteira e atendem em 138 kV a região central e norte do Estado, respectivamente.

A ESCELSA é a maior distribuidora regional, com uma área de concessão que abrange cerca de 90% do Estado do Espírito Santo. A Região Centro-Norte do Estado é área de concessão da Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, que é suprida pela ESCELSA em 138 kV e em 69 kV, nas subestações de distribuição São Gabriel, Duas Vendinhas e São Roque.

Os principais reforços estruturais atualmente previstos para a área consistem de nova linha em 500 kV entre as subestações de Mesquita, em Minas Gerais, e Viana 2, no Espírito Santo, e a construção de nova SE em 230 kV em Linhares, que será suprida por linha nessa tensão, proveniente da subestação Mascarenhas, da Escelsa.

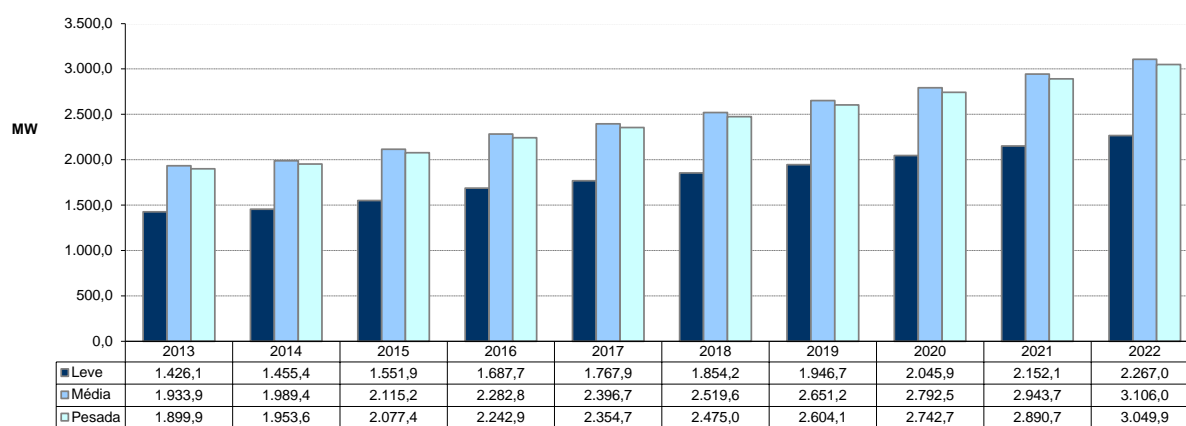
Geração local

O Espírito Santo tem cerca de 1.900 MW de potência instalada, o que representa cerca de 3% do total da região Sudeste. Atualmente as maiores usinas são a UHE Mascarenhas, a UTE Viana e a UTE Linhares.

Carga local

A carga pesada do estado do Espírito Santo representa, em média, 4,7% do total da região Sudeste, com crescimento médio anual de 5,4% no período decenal. O Gráfico 77 ilustra a evolução dos três patamares de carga.

Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Espírito Santo no período 2013-2022 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 83 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Mesquita – Viana 2 – 248 km	2013
LT 345 kV Viana 2 – Viana – 10 km	2013
LT 230 kV Mascarenhas – Linhares – 99 km	2013

Fonte: EPE

Tabela 84 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Vitória (345/138 kV)	2ºCS (-35/+60) Mvar
	5º ATR - (3x75) MVA
SE Viana II (500/345 kV)	1º ATR - ((3+1)x300) MVA
SE Linhares (230/138 kV)	1º ATR - ((3+1)x50) MVA
SE Viana II (345/138 kV)	4º ATR - ((3x75) MVA

Fonte: EPE

3.3.4 Estado do Rio de Janeiro

Sistema Elétrico

O sistema elétrico do estado do Rio de Janeiro se interliga ao SIN por linhas em 500 kV, 345 kV, 230 kV e 138 kV. Da SE Cachoeira Paulista, em São Paulo, saem linhas em 500 kV e 138 kV e da SE Itutinga, em Minas Gerais, partem duas linhas em 345 kV, que chegam ao estado do Rio de Janeiro em diversas subestações. Há ainda uma linha em 230 kV, proveniente da SE Santa Cabeça em São Paulo, ligada em Nilo Peçanha, próxima à região metropolitana do estado. No norte do estado, via SE Campos, duas linhas em 345 kV e um circuito em 138 kV conectam o estado do Rio de Janeiro ao Espírito Santo.

Internamente o sistema elétrico do estado do Rio de Janeiro é formado basicamente por subestações e linhas em 500 kV na região sul e metropolitana, além de um sistema em 345 kV que vai desde a SE Adrianópolis até a fronteira com o Espírito Santo, passando pelas subestações de Venda das Pedras, Macaé e Campos.

As empresas Light, Ampla e Energisa Nova Friburgo são as concessionárias de distribuição do estado.

Na região metropolitana, as transformações de Grajaú, São José, Jacarepaguá, Adrianópolis são pontos de suprimento às distribuidoras Light e Ampla. Há outras transformações de fronteira nas subestações de Nilo Peçanha, Angra, Venda das Pedras e Campos. A Energisa Nova Friburgo é atendida via conexões com outras distribuidoras.

Os principais reforços que serão incorporados ao SIN são a subestação 500/345 kV de Nova Iguaçu, com 1800 MVA de transformação em seu estágio inicial, a subestação Zona Oeste 500/138 kV, com 900 MVA de transformação, definida para atender critérios diferenciados de atendimento durante a Copa do Mundo de 2014, e a subestação Macaé 345/138 kV, com 800 MVA de transformação, necessária devido ao esgotamento da transformação 345/138 kV da subestação de Campos.

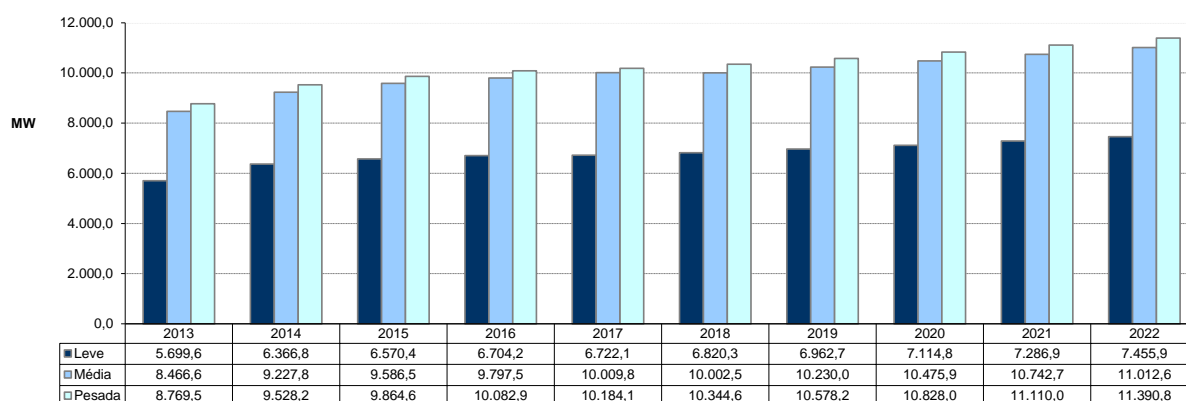
A partir de 2020, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região sudeste, mostrou-se necessário o segundo elo de corrente contínua entre as Regiões Norte e Sudeste (Xingu-Terminal Rio), sendo indicada a implantação da SE Terminal Rio nas proximidades de Nova Iguaçu.

Geração local

O estado do Rio de Janeiro tem uma potência instalada de cerca de 8.700 MW, dos quais 86% são usinas termelétricas (nucleares, gás e óleo).

Carga local

O estado do Rio de Janeiro é importador de energia elétrica e sua carga representa, em média, cerca de 20% do total da Região Sudeste. O patamar de carga pesada apresenta um crescimento médio anual de 3,0% no período decenal. A evolução dos três patamares de carga é mostrada no Gráfico 78.

Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro

Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras da Rede Básica previstas para o estado do Rio de Janeiro no período 2013-2022 são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 85 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Reconstrução da LT Jacarepaguá – Cosmos/Ari Franco 138 kV	2013
Secc. LT 345 kV Adrianópolis - Jacarepaguá (Nova SE Nova Iguaçu) - 4 km	2014
Secc. LT 500 kv Adrianópolis – São José 500 kV (Nova SE Nova Iguaçu) - 2 km	2014
LT Taubaté – Nova Iguaçu 500 kV, 231 km	2014
LT 500 kV Nova Iguaçu – Terminal Rio, 20 km (referencial)	2019
Secc.LT 500 kV Resende - Adrianópolis (Nova SE Terminal Rio) - 2 km	2019
Secc.LT 500 kV CSN - Adrianópolis (Nova SE Terminal Rio) - 2 km	2019

Fonte: EPE

Tabela 86 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Nova Iguaçu (Nova)	1º ATR 500/138 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC	2014
	1º ATR 500/345 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC	2014

	2º ATR 500/138 kV - (3x300) MVA - c/LTC	2020
SE Zona Oeste	1º ATR 500/138 kV - ((3+1)x300) MVA - c/LTC	2014
SE Macaé	1º e 2º TRs 345/138 KV ((6 + 1) x 133) MVA	2014
SE Terminal Rio 800 kV DC	Receptor Bipolo 2 de Xingu	2019

Fonte: EPE

3.3.5 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados, pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado de São Paulo

- Estudo de suprimento à grande São Paulo;
- Atualização do estudo de integração das biomassas do estado de São Paulo e Triângulo Mineiro;
- Avaliação da malha em 440 kV – Compensação das perdas de potência reativa;
- Suprimento à região leste e ABC - SE Leste, Ramon 345 kV;
- Suprimento à área de concessão da Eletropaulo atualmente suprido pela SE Embú Guaçu.

Estado do Rio de Janeiro

- Estudo sobre atendimento à Light com a SE Zona Oeste

Estado do Espírito Santo

- Reavaliar a data de necessidade de novos transformadores nas SE Vitória e SE Viana.
- Estudo de suprimento ao Norte do Estado (São Mateus)
- Estudo das transformações 230/138 kV de fronteira
- Estudo de reforço nos eixos Ouro Preto – Vitória 345 kV e Mesquita – Viana 500 kV

Estado de Minas Gerais

- Estudos para atendimento à região sul de Minas (SE Poços de Caldas, Itutinga e Varginha).
- Avaliar a expansão da Rede Básica entre as SE Pirapora 2 e Neves 1.

3.4 Região Centro-Oeste e Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso 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 têm 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 aumentará significativamente, e o Estado de Rondônia passará para a condição de grande exportador de energia.

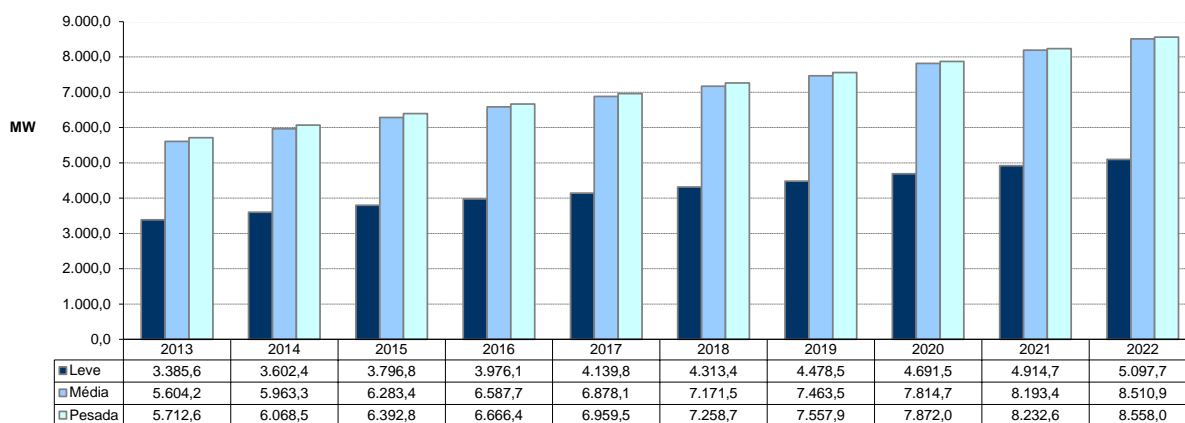
Geração Regional

Os Estados do Acre e Rondônia, atualmente, acrescem à capacidade instalada da Região Centro-Oeste cerca de 2.000 MW, distribuídos entre as usinas hidrelétricas de Samuel e Santo Antônio (em fase de entrada em operação), pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a óleo combustível.

Carga Regional

As projeções dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento estão mostradas no Gráfico 79.

Gráfico 79 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia



Fonte: EPE

3.4.1 Estado de Goiás e Distrito Federal

Sistema elétrico

A Rede Básica que compõe o sistema desta região é formada por linhas nas tensões de 500, 345 e 230 kV de FURNAS, 500 kV da Expansión e CELG (230 kV). Esta região, onde situam-se as distribuidoras CEB e CELG e alguns consumidores livres, é suprida por FURNAS nas SE Brasília Sul, Bandeirantes, Brasília Geral, Barro Alto, Niquelândia, Serra da Mesa e SE Samambaia, através de um sistema de transmissão composto de 3 linhas de transmissão de 345 kV que partem da SE Itumbiara e de três linhas de 500 kV provenientes da SE Serra da Mesa até a SE Samambaia. Nesse tronco de 345 kV que interliga as SE Itumbiara, Bandeirantes, Brasília Sul e Samambaia, também está conectada a UHE Corumbá I de FURNAS.

Foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV. Esse novo ponto de suprimento, associado às obras de distribuição em execução e planejadas, proporcionará maior equilíbrio entre as fontes que atendem atualmente a Capital Federal, ao mesmo tempo que trará aumento da confiabilidade no suprimento às cargas atendidas.

Além disso, foram recomendados diversos reforços nas linhas de transmissão e transformações que atendem o Distrito Federal. O conjunto de obras abrange as subestações de Samambaia, Brasília Sul, Brasília Geral além da SE Luziânia.

No Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Goiânia Leste, Trindade e Xavantes. Outros importantes reforços foram recomendados para a eliminação de circuitos radiais de Rede Básica que atendem as regiões sul, oeste e norte do estado, através das subestações de Paranaíba, Firminópolis e Itapaci.

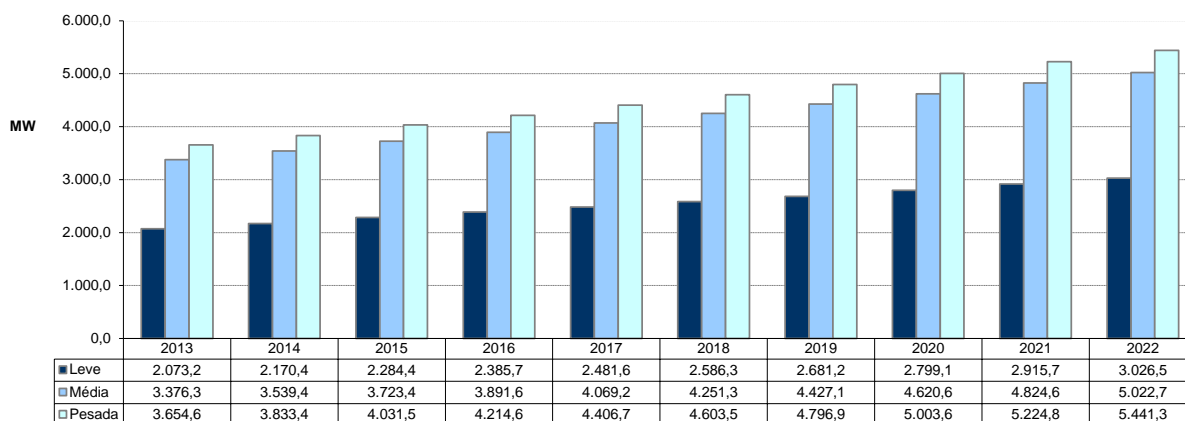
Geração local

O Estado de Goiás possui grande parque hidráulico, da ordem de 8.000 MW, considerando as usinas localizadas na divisa com o estado de Minas Gerais.

Carga local

A carga do estado de Goiás e do Distrito Federal representa, em média, 64% do total da região Centro-Oeste. A evolução desta carga apresenta um crescimento médio anual de 4,5% e é reproduzida no Gráfico 80 para os três patamares de carga.

Gráfico 80 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal



Fonte: EPE

Programa de obras

O plano de obras para o sistema de transmissão em Goiás e no Distrito Federal é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 87 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 500 kV Rio Verde Norte – Trindade, CD - 193 km	2013
LT 230 kV Trindade – Xavantes CD - 37 km	2013
LT 230 kV Trindade – Carajás - 29 km	2013
LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral, C3 - 13 km subterrânea	2013
LT 230 kV Brasília Sul – Samambaia, C3 - 15 km	2013
LT 500 kV Brasília Leste – Luziânia, C1 - 65 km	2014
LT 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia C2 – 100 km	2014
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C2 - 88 km	2014
LT 230 kV Xavantes – Pirineus, C2 – 50 km	2014
LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimondo II, CD – 350 km	2015
LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, C3 – 250 km	2015
LT 230 kV Trindade – Firminópolis, C1 – 88 km	2015
LT 230 kV Barro Alto – Itapaci , C2 - 68 km	2016
LT 230 kV Itumbiara – Paranaíba , C2 - 11 km	2016
LT 500 kV Brasília Leste – Luziânia, C2 - 65 km	2017

Fonte: EPE

Tabela 88 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás e Distrito Federal

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Carajás 230 kV (sec. LT 230 kV Anhanguera – Firminópolis)	2013
Ampliação da SE Anhanguera – 3º AT 230/138 kV, 100 MVA, 3 x 33,33 MVA c/ LTC	2013
Ampliação da SE Carajás – 2º AT 230/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2013
Ampliação da SE Edéia – 1º TR 230/138 kV, 150 MVA c/ LTC	2013
SE Águas Lindas 230 kV (sec. LT 230 kV Barro Alto – Brasília Sul)	2013
SE Trindade 500/230 kV, 3 ATs 400 MVA (9+1R) x 133,33 MVA c/ LTC	2013
SE Corumbá 345/138 kV, 2 ATs 75 MVA c/ LTC	2013
Ampliação da SE Goiânia Leste – 3º TR 230/138 kV, 50 MVA c/ LTC	2013
Ampliação da SE Pirineus – 2º AT 230/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 c/ LTC	2013
Ampliação da SE Brasília Geral – 5º AT 230/34,5 kV, 60 MVA c/ LTC	2013
Ampliação da Barro Alto – 3º AT 230/69 kV, 50 MVA, 3 x 16,6 MVA	2013
SE Itapaci 230 kV – Banco de Capacitores 50 Mvar	2014
Ampliação da SE Itapaci – 230/138 kV, 2 ATs 75 MVA c/ LTC	2014
SE Brasília Leste – 1º TR 500/138 kV, 540 MVA (3+1R) x 180 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Brasília Sul – 4º AT 345/230 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Brasília Sul – 1 AT 345/138 kV, 50 MVA, reserva	2014
Ampliação da SE Luziânia – 1º AT 500/138 kV, 225 MVA (3+1R) x 75 MVA c/ LTC	2014
Ampliação da SE Luziânia 500 kV – Compensador Estático -150/+300 Mvar	2014
Ampliação da SE Niquelândia – 1º AT 230/69 kV, 30 MVA (3+1R) x 10 MVA	2014
Ampliação da SE Samambaia – 4º AT 500/345 kV, 1050 MVA, 3 x 350 MVA	2014
Ampliação da SE Samambaia – 4º AT 345/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Bandeirantes – 4º AT 345/230 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA	2015
Ampliação da SE Luziânia – 2º AT 500/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Trindade – 4º AT 500/230 kV, 400 MVA, 3 x 133,33 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Firminópolis – 2º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2015

Ampliação da SE Goiânia Leste – 4º TR 230/13,8 kV, 50 MVA c/ LTC	2015
Ampliação da SE Rio Verde Norte 500 kV – Compensador Estático -200/+300 Mvar	2015
Ampliação da SE Xavantes – 4º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Palmeiras – 3º AT 230/69 kV, 50 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Anhanguera – 2º TR 230/69 kV, 50 MVA, 3 x 16,67 MVA c/ LTC	2016
Ampliação da SE Anhanguera – 4º AT 230/138 kV, 100 MVA, 3 x 33,33 MVA c/ LTC	2017
Ampliação da SE Paranaíba – 3º TR 230/69 kV, 50 MVA c/ LTC	2017
Ampliação da SE Brasília Leste – 2º TR 500/138 kV, 540 MVA, 3 x 180 MVA c/ LTC	2017
Ampliação da SE Luziânia – 3º AT 500/138 kV, 225 MVA, 3 x 75 MVA c/ LTC	2021
Ampliação da SE Xavantes – 5º AT 230/138 kV, 150 MVA, 3 x 50 MVA c/ LTC	2022

Fonte: EPE

3.4.2 Estado de Mato Grosso

Sistema elétrico

A transmissão do Estado de Mato Grosso é formada por mais de 2000 km de linhas nas tensões de 138 kV, 230 kV e 500 kV. O Estado exporta energia por linhas em 500 kV, 230 kV e 138 kV, para o Centro-Oeste via subestações de Rio Verde, no Estado de Goiás, e para o sistema Acre/Rondônia, via subestação de Vilhena, em Rondônia. Para atendimento local, há subestações no tronco em 500 kV, 230 kV e 138 kV que atravessa a região sul do Estado. Para atender a região norte, existe ainda, a partir da SE Coxipó em Cuiabá, uma linha em 230 kV com 450 km de extensão, circuito simples, até a SE Sinop, com seccionamento na SE Nobres onde está conectada à UHE Manso. A partir da SE Sinop o atendimento às regiões de Colíder, Matupá e Alta Floresta (CEMAT) é feito em 138 kV. A região da Grande Cuiabá é suprida pela transformação de Coxipó 230/138 kV, pelo tronco de 138 kV proveniente de Rondonópolis e pela Usina Térmica Mario Covas (480 MW). Devido ao esgotamento da SE Coxipó (5 x 100 MVA), foi indicado um novo ponto de atendimento ao anel em 138 kV de Cuiabá por meio do seccionamento de um dos circuitos 230 kV Jauru - Coxipó na SE Nova Várzea Grande 230/138 kV.

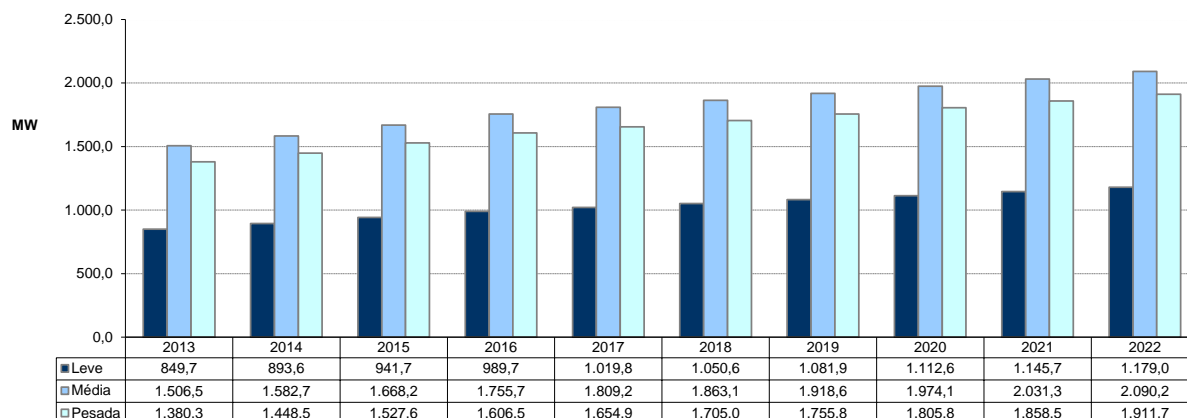
Novos estudos, em fase de conclusão, estão indicando reforços no atendimento ao sistema suprido por Sinop via conexão com a futura subestação de Paranaíta 500 kV, através de transformação 500/138 kV e ligação com o sistema de Distribuição da CEMAT, e ao sistema suprido por Barra do Peixe (Baixo Araguaia), por conexão via transformadores 500/230 kV na nova subestação de Paranatinga e ligação em circuito duplo, 230 kV, entre essa subestação e a SE Canarana, da CEMAT, onde também será implantada transformação de fronteira 230/138 kV.

Geração local

O Estado de Mato Grosso exporta energia, com a geração local das UHEs Juba I e II (84 MW), da UTE Mário Covas (480 MW), UHE Manso (210 MW), UHE Guaporé (120 MW), UHE Jauru (110 MW), UHEs Itiquira I e II (156 MW) e UHE Ponte de Pedra (176 MW), além de 55 PCH que totalizam cerca de 744 MW.

Carga local

A carga do estado de Mato Grosso representa, em média, cerca de 23,4 % do total da região Centro-Oeste e estados do Acre e Rondônia, com crescimento médio anual de 3,7% para o patamar de carga pesada. Sua evolução é mostrada no Gráfico 81 para os três patamares de carga.

Gráfico 81 – Evolução da carga de Estado de Mato Grosso

Fonte: EPE

*Programa de obras***Tabela 89 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso**

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Paranaíta – Cláudia, C1 e C2, 300 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Cláudia - Paranatinga, C1 e C2, 350 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Paranatinga – Ribeirãozinho, C1 e C2, 348 km CD (com compensação série e reatores de linha)	2015
LT Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3, 243 km (com reatores de linha)	2015
LT Paranaíta – Cláudia, 300 km (com compensação série e reatores de linha)	2018
LT Cláudia - Paranatinga, 350 km (com compensação série e reatores de linha)	2018
LT Paranatinga – Ribeirãozinho, 348 km (com compensação série e reatores de linha)	2018

Fonte: EPE

Tabela 90 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE Lucas do Rio Verde (Nova) 230 kV	1º AT 230/138/13,8 (3+1) x 25 MVA	2013
SE Nobres	1º e 2º AT 230/138/13,8 –100 MVA	2013
SE Paranaíta (Nova)	2 Reatores de Barra de 136 MVar e vãos associados	2015
	1 Reator de Barra de 136 MVar e vão associado	2016
SE Cláudia (Nova)	2 Reatores de Barra de 165 MVar e vãos associados	2015
	1 Reator de Barra de 165 MVar e vão associado	2016
SE Paranatinga (Nova)	2 Reatores de Barra de 165 MVar e vãos associados	2015
	1 Reator de Barra de 165 MVar e vão associado	2016
	Compensador Estático -200/200 MVar	2016

Fonte: EPE

3.4.3 Estados do Acre e Rondônia

Sistema elétrico

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV. Com o início da entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antonio, parte do suprimento da região virá da geração local das usinas, e parte via sistema interligado.

O sistema de transmissão do estado do Acre é constituído de dois circuitos em 230 kV, Abunã - Rio Branco, alimentado a partir da SE Abunã, em Rondônia. Além do pátio de 230 kV, a SE Rio Branco possui setores em 69 kV e em 138 kV. A transformação 230/69 kV supre as SE Tangará e São Francisco, e um circuito em 69 kV atende a SE Sena Madureira. O setor 138 kV de Rio Branco, é conectado à SE Eptaciolândia 138 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.

O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jaru, 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.

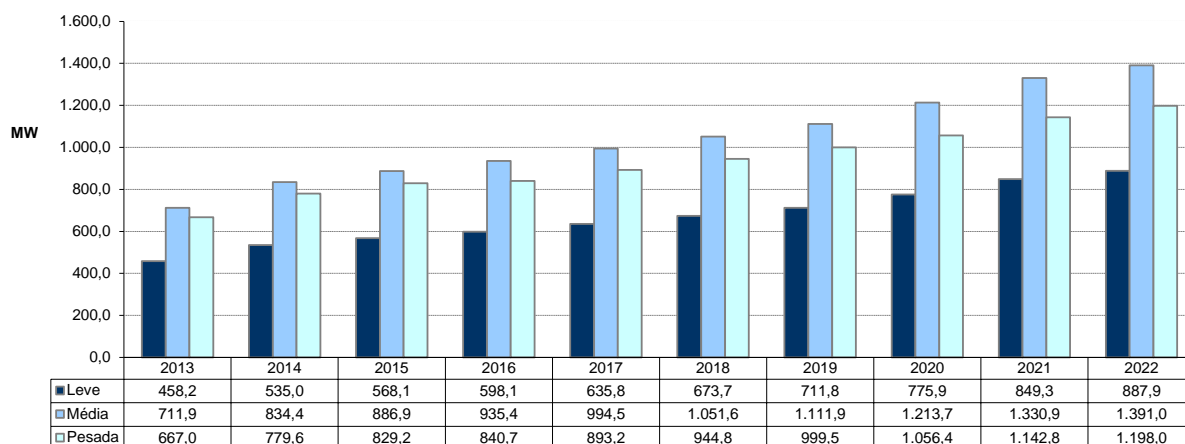
Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de Distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Geração local

O total da geração atualmente em operação nos estados do Acre e Rondônia é de 1,19 GW, dos quais 1 GW estão instalados em Rondônia e 190 MW no Acre. Com a entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antonio, atualmente em início de operação das primeiras máquinas da UHE Santo Antônio, a potência instalada do subsistema irá ultrapassar 7 GW.

Carga local

A evolução dos três patamares de carga para os estados do Acre e Rondônia prevista para o decênio é apresentada no Gráfico 82 de onde se deduz, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 6,6% no período decenal.

Gráfico 82 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia

Fonte: EPE

Programa de obras

O programa de obras para a Rede Básica destes estados é mostrado na tabela a seguir.

Tabela 91 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C2, 150 km	2013
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C2, 165 km	2013
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C2, 118,6 km	2013
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C2, 160,3 km	2013
LT Vilhena / Jauru 230 kV - CD, 354 km	2013
LT Porto Velho I / Samuel 230 kV - C3, 41 km	2014
LT Samuel / Ariquemes 230 kV - C3, 150 km	2014
LT Ariquemes / Ji-Paraná 230 kV - C3, 165 km	2014
LT Ji-Paraná / Pimenta Bueno 230 kV - C3, 118 km	2014
LT Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV - C3, 160 km	2014
LT Vilhena / Jauru 230 kV - C3, 354 km	2014
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C1, 12 km	2013
LT Porto Velho Coletora / Porto Velho I 230 kV - C2, 12 km	2013
LT Coletora Porto Velho / Araraquara±600CC - n°1	2013
Seccionamento LT (Porto Velho I / Abunã) / Universidade230 kV, 0,5 km, MCM	2013
LT Coletora Porto Velho / Araraquara ±600CC - n°2	2014
LT Rio Branco / Feijó 230 kV – C1 – 360 km	2014
LT Feijó / Cruzeiro do Sul 230 kV – C1 – 300 km	2014

Fonte: EPE

Tabela 92 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE Jaru	2º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA
	3º TR 230/69/13,8kV - 30 MVA
SE Rio Branco I	2º AT 230/138/13,8kV - 55 MVA
SE Ji Paraná	3º TR230/69/13,8kV - 60 MVA

	3º AT 230/138/13,8kV –100 MVA	2014
SE Jaru	1º TR 230/138/13,8 kV, 50 MVA	2014
CC - Estação Retificadora Nº 01 CA/CC		2013
CC - Estação Retificadora Nº 02 CA/CC		2014
SE Ariquemes	3º TR 230/69/13,8kV - 60 MVA	2014
SE Feijó	1º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA	2014
SE Cruzeiro	1º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA	2014
SE Cruzeiro	2º TR 230/69/13,8 kV, 30 MVA	2017

Fonte: EPE

3.4.4 Estudos complementares

São enumerados a seguir os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado de Goiás:

- Analisar e identificar soluções para a rede em 230 kV do estado para o cenário de Sudeste exportador;
- Analisar o problema do escoamento de geração de PCHs e biomassa para a região de Jaciara, uma vez que o sistema de distribuição não comporta a geração prevista.

Estado de Mato Grosso:

- Reavaliar atendimento a Cuiabá e transformação de Coxipó;
- Estudo de Atendimento à região de Jaciara para escoamento de futuras usinas a biomassa;
- Analisar o tronco entre Cuiabá e Itumbiara devido ao aumento de geração em Mato Grosso e Rondônia.

Estados do Acre e Rondônia:

- Estudo de Atendimento a Porto Velho;
- Estudo de atendimento às cargas supridas pela SE Ariquemes;
- Estudo de atendimento às cargas supridas pela SE Ji-paraná.

3.5 Região Sul

A Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, cumpre um importante papel na integração com os países do Mercosul, com destaque na importação/exportação de energia com a Argentina, Uruguai e Paraguai, e o estado de Mato Grosso do Sul.

Sistema Elétrico

Este sistema, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV. As interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina através da Conversora de Garabi (2.100 MW) e da Conversora de Uruguiana (50 MW), a interligação com o Uruguai através da Conversora de Rivera (70 MW) e a interligação Copel/Ande através de um conversor de 55 MW. As empresas ELETROSUL, COPEL-T e CEEE-T são as principais responsáveis pela Rede Básica e as empresas CELESC, COPEL-D, CEEE-D, AES-Sul e RGE são as principais concessionárias de distribuição que atendem a Região Sul. A ENERSUL é a principal concessionária de distribuição do Mato Grosso do Sul, sendo responsável pelo atendimento a 94% dos municípios do estado.

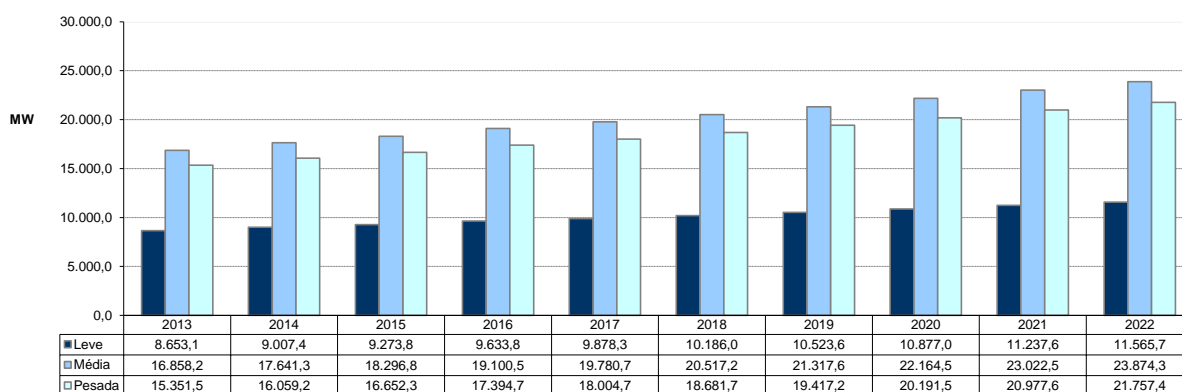
Geração Regional

O sistema da região Sul no final de 2012 contará com uma capacidade instalada da ordem de 32.000 MW, sendo 88% em hidráulicas e 12% em térmicas. A maior parte dos aproveitamentos hidráulicos está localizada nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná.

Carga Regional

O Gráfico 83 mostra evolução dos patamares de carga pesada, média e leve utilizadas neste ciclo de planejamento para a Região Sul e estado de Mato Grosso do Sul. Verifica-se, para o patamar de carga pesada, um crescimento médio anual de 4,0% no período 2013-2022.

Gráfico 83 – Evolução da carga na Região Sul



Fonte: EPE

3.5.1 Estado do Rio Grande do Sul

Sistema Elétrico

O atendimento elétrico ao estado do Rio Grande do Sul é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV. O estado conta com quatro subestações 525/230 kV: a SE 525/230 kV Gravataí (3x672 MVA), onde chegam linhas provenientes de Nova Santa Rita e Caxias; a

SE 525/230 kV Caxias (3x672 MVA), atendida por linhas oriundas de Itá, Campos Novos e Gravataí; a SE 525/230 kV Nova Santa Rita (3x672 MVA), suprida por linhas conectadas a Itá, Gravataí e Campos Novos; e a SE 525/230 kV Santo Ângelo (2x672 MVA), atendida pelo seccionamento da linha de 525 kV que serve à conexão do primeiro módulo da Conversora de Garabi com Itá.

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV. No caso específico da malha em 525 kV, a LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 terá importância estratégica para a entrada de grandes blocos de energia para o estado. Já a LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo – Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar será fundamental para viabilizar o aproveitamento do potencial eólico do estado. Por sua vez, o seccionamento da LT 525 kV Itá – Garabi II na SE 525/230 kV Santo Ângelo será importante para agregar confiabilidade e qualidade no atendimento à região oeste do estado.

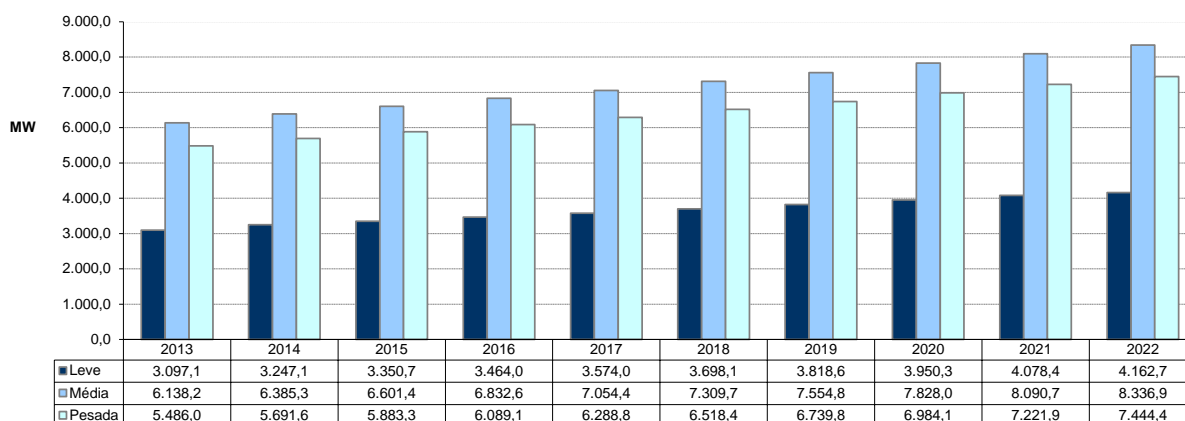
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 5.000 MW, com predominância de fontes hidráulicas e térmicas, sem considerar as usinas hidrelétricas localizadas na fronteira com o estado de Santa Catarina.

Carga local

A carga do estado do Rio Grande do Sul prevista para o período 2013-2022 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,5% ao ano, para o patamar de carga pesada. O Gráfico 84 sumariza a evolução para os três patamares de carga.

Gráfico 84 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Rio Grande do Sul previstas nos estudos são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 93 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Cidade Industrial C4 para SE Cachoeirinha, CD, 1 km	2013

Secc. LT 230 kV Alegrete 2 – Santa Maria 3 para SE São Vicente do Sul (adequação), CD, 0,3 km	2013
Secc. LT 230 kV Porto Alegre 9 – Guaíba 2 para SE Eldorado do Sul (adequação), CD, 0,3 km	2013
Secc. LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Passo Real para SE Ijuí 2, CD, 0,5 km	2013
LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi, CS, 33 km	2013
Secc. LT 230 kV Passo Fundo – Monte Claro C2 para SE Nova Prata 2, CD, 11 km	2013
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8, CS, 12 km	2013
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Nova Santa Rita, CS, 29 km	2013
LT 230 kV Campo Bom – Taquara, CS, 29 km	2013
Secc. LT 230 kV Nova Santa Rita – Itaúba para SE Candelária 2, CD, 12 km	2013
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 6 para SE Viamão 3, CD, 2 km	2013
LT 230 kV Viamão 3 – Restinga, CS, 19 km	2013
LT 230 kV Restinga – Porto Alegre 13, CS, 13 km	2013
LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2, CS, 305 km*	2013
Secc. LT 230 kV Cidade Industrial – Porto Alegre 9 para SE Canoas I (adequação), CD, 1,4 km	2014
LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3, CS, 140 km	2014
LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta, CS, 163 km	2014
Secc. LT 230 kV Guaíba 2 – Pelotas 2 para SE Camaquã 3, CS, 2 km	2014
Secc. LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2014
Secc. LT 525 kV Itá – Garabi II para SE Santo Ângelo, 2 x CS, 2 x 12 km	2014
LT 525 kV Nova Santa Rita - Povo Novo, CS, 281 km	2014
LT 525kV Povo Novo – Marmeleiro, CS, 154 km	2014
LT 525 kV Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar, CS, 52 km	2014
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
Secc. LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi para SE Vinhedos, CD, 2,1 km	2015
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, CS, 10 km	2015
LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi, CS, 50 km	2015
LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2, CS, 205 km	2015
LT 230 kV Candiota - Bagé C2, CS, 50 km	2016
Secc. LT 230 kV Pelotas 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2018

Fonte: EPE

* Linha de transmissão entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Tabela 94 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Cachoeirinha (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2013
SE 525/230 kV Gravataí	4º AT 525/230kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2013
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º TR 230/138 KV, 3 x 38,3 MVA (1Φ)	2013
SE 230/69kV Viamão 3 (Nova)	1º, 2º e 3º TR 230/69KV, 83 MVA cada (3Φ)	2013
	3º TR 230/23KV, 50MVA (3Φ)	2018
SE 230/69 kV Alegrete 2	2º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2013
SE 230/69 kV São Vicente do Sul	3º TR 230/69 KV, 50 MVA (3Φ)	2013
SE 230/138 kV Taquara	3º ATF 230/138 KV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2013
SE 230 kV Maçambará	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 MVar (3Φ)	2013
	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2013
SE 230/23 kV Scharlau	2º TR 230/23 KV, 50 MVA (3Φ)	2013

SE 230/69 kV São Borja 2	3º TR 230/69 KV, 50 MVA (3Φ)	2013
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 MVar (3Φ)	2013
SE 230/69 kV Ijuí 2 (Nova)	1º e 2º TR 230/69 KV, 83 MVA cada (3Φ)	2013
	Reator de barra (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Candelária 2 (Nova)	1º e 2º TR 230/69 KV, 83 MVA cada (3Φ)	2013
SE 230/69 kV Restinga (Nova)	1º e 2º TR 230/69 kV, 83 MVA cada (3Φ)	2013
SE 230/69kV Porto Alegre 12 – SF6 (Nova)	1º e 2º TR 230/69KV, 83 MVA cada (3Φ)	2013
	3º TR 230/69KV, 83MVA (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Quinta	3º TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)	2013
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 25MVar (3Φ)	2014
	3º TR 230/69 kV, 3x55 MVA (1Φ)	2016
SE 525/230kV Nova Santa Rita	4º AT 525/230kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2013
	RL (manobr.) no terminal Nova Santa Rita, 3 x 50 Mvar (1Φ)	2013
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 100Mvar (3Φ)	2016
	RL(fixo) no terminal Nova Santa Rita, 3 x 50Mvar (1Φ)	2014
SE 230/23 kV Canoas I	2º TR 230/23 KV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Uruguiana 5	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2016
SE 230/69 kV Santa Maria 3 (pátio de 138 kV)	1º e 2º AT 230/138 KV, 83 MVA cada (3Φ)	2014
	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Guarita	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/138 kV Passo Real	2º ATR 230/138 KV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2014
SE 230/138 kV Pelotas 3	3º TR 230/138 kV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/13,8 kV Porto Alegre 10	2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Porto Alegre 8	3º TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2014
SE 230/69 kV Camaquã 3 (Nova)	1º e 2º TR 230/69KV, 83 MVA cada (3Φ)	2014
SE 525/230kV Povo Novo (Nova)	1º AT 525/230kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2014
	RL (fixo) no terminal Povo Novo, 3 x 50 Mvar (1Φ)	2014
	RL (manobr.) no terminal Povo Novo, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2014
SE 525 kV Marmeleiro (Nova)	Reator de barra (manobr.), 525 kV, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2014
	Compensador Síncrono, 525 kV, -200/+200 Mvar	2014
	RL (manobr.) no terminal Marmeleiro, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2014
SE 525/138kV Santa Vitória do Palmar (Nova)	1º TR 525/138 kV, 75 MVA (3Φ)	2014
	RL(manobr.) no terminal Santa Vitória do Palmar, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2014
SE 230/69 kV Porto Alegre 1 – SF6 (Nova)	1º, 2º e 3º TR 230/69KV, 83MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/69kV Lajeado 3 (Nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 83 MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Vinhedos (Nova)	1º e 2º TR 230/69kV, 165 MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TR 230/69 kV, 50 MVA (3Φ)	2018

Fonte: EPE

3.5.2 Estado de Santa Catarina

Sistema Elétrico

O atendimento elétrico ao estado de Santa Catarina é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, e por Demais Instalações de Transmissão na tensão de 138 kV. O estado conta com três subestações 525/230 kV: a SE 525/230 kV Blumenau (3 x 672 MVA), atendida por linhas provenientes de Campos Novos, Curitiba (Paraná) e Biguaçu; a SE 525/230 kV Campos Novos (3 x 672 MVA), suprida por linhas conectadas a Machadinho, Blumenau, Biguaçu, Areia (Paraná), Caxias (Rio Grande do Sul) e Nova Santa Rita (Rio Grande do Sul); e a SE 525/230 kV Biguaçu (2 x 672 MVA), atendida por linhas advindas de Blumenau e Campos Novos.

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV. No caso específico da malha 525 kV, a LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 será fundamental para contornar os problemas de desbalanço energético entre as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Já a LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 terá importância estratégica no envio de grandes blocos de energia para o Rio Grande do Sul. Por sua vez, a SE 525/230 kV Abdon Batista, que seccionará a LT 525 kV Campos Novos – Biguaçu, será importante para a integração das UHEs Garibaldi, São Roque e Pai Querê, além de representar um novo ponto para o atendimento à rede de 230 kV. Finalmente, a LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à região de Blumenau.

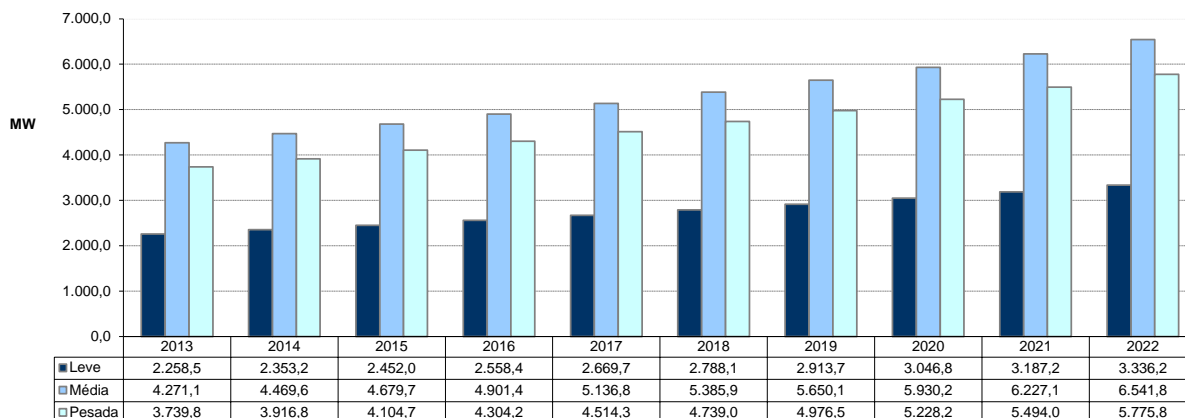
Geração local

A potência instalada no estado, com a predominância de fontes hidráulicas, é da ordem de 7.000 MW, considerando as usinas hidrelétricas nas fronteiras com os estados do Rio Grande do Sul e Paraná.

Carga local

A carga do estado de Santa Catarina, a qual representa cerca de 25% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 4,9% no período decenal para o patamar de carga pesada. O Gráfico 85 resume os valores previstos para os três patamares de carga.

Gráfico 85 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Santa Catarina são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 95 – Programa obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Curitiba – Joinville Norte C2, CS, 100 km*	2013
LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, CS, 190 km*	2013
LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2, CS, 305 km**	2013
LT 230 kV Blumenau - Joinville (recapacitação), CS 67 km	2013
LT 230 kV Blumenau – Joinville Norte (recapacitação), CS, 73,2 km	2013
Secc. LT 230 kV Blumenau – Biguaçu para SE Gaspar, CD, 1 km	2014
Secc. LT 525 kV Campos Novos – Biguaçu para SE Abdon Batista, CS, 2 x 3 km	2014
Secc. LT 230 kV Barra Grande – Lages CD para SE Abdon Batista, CD, 2 x 23 km	2014
LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho C1, CS, 40 km	2016
Secc. LT 230 kV Blumenau – Palhoça para SE Gaspar, CD, 1 km	2018
LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho C2, CS, 40 km	2018
LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau, CS, 158 km*	2019

Fonte: EPE

* Linha de transmissão entre os estados do Paraná e Santa Catarina.

** Linha de transmissão entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Tabela 96 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Santa Catarina

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Foz do Chapecó	1º e 2º TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)
	3º TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)
SE 230/138 kV Joinville Norte	3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)
	1º e 2º Capacitor (manobr.), 230 kV, 100 Mvar cada (3Φ)
	4º AT 230/138kV, 150 MVA (3Φ)
SE 230/138 kV Gaspar 2 (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)
	3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)
SE 525/230 kV Abdon Batista (Nova)	1º e 2º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA cada (1Φ)
SE 230/138 kV Itajaí	4º AT 230/138kV (substituição), 150 MVA (3Φ)
SE 230/138 kV Pinhalzinho (Nova)	1º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)
	2º e 3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)
SE 230 kV Canoinhas	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50 Mvar (3Φ)
	2º AT 230/138 kV (substituição), 150 MVA (3Φ)
SE 230/138 kV Biguaçu	4º AT 230/138kV, 150 MVA (3Φ)
SE 230/138 kV Videira	3º TR 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)
SE 525/230 kV Biguaçu	4º AT 525/230kV, 3 X 224 MVA (1Φ)

Fonte: EPE

3.5.3 Estado do Paraná

Sistema Elétrico

O atendimento elétrico ao estado do Paraná é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV. O estado conta com cinco subestações 525/230 kV: SE 525/230 kV Cascavel Oeste (2 x 600 MVA), atendida por linhas de Foz do Iguaçu, Salto Caxias e Ivaiporã; a SE 525/230 kV Londrina (3 x 672 MVA), suprida por linhas provenientes de Assis (São Paulo) e Ivaiporã; a SE 525/230 kV Areia (1 x 672 MVA), atendida por linhas advindas de Segredo, Bateias, Curitiba, Ivaiporã e Campos Novos (Santa Catarina); a SE 525/230 kV Bateias (3 x 600 MVA), suprida por linhas de Areia, Ibiúna (São Paulo) e Curitiba; e SE 525/230 kV Curitiba (3 x 672 MVA), atendida por linhas de Areia, Bateias e Blumenau (Santa Catarina).

Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado tanto no nível de tensão de 525 kV quanto de 230 kV. No caso específico da malha de 525 kV, a LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 será fundamental para contornar os problemas de desbalanço energético entre as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Já a SE 525/230 kV Curitiba Leste, que se integrará ao sistema a partir da SE 525/230 kV Curitiba, será importante para garantir qualidade e confiabilidade no atendimento à capital do estado. Por sua vez, a LT 500 kV Itatiba – Bateias viabilizará o aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões sul e sudeste/centro-oeste e, juntamente com a LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau, também agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à região de Curitiba.

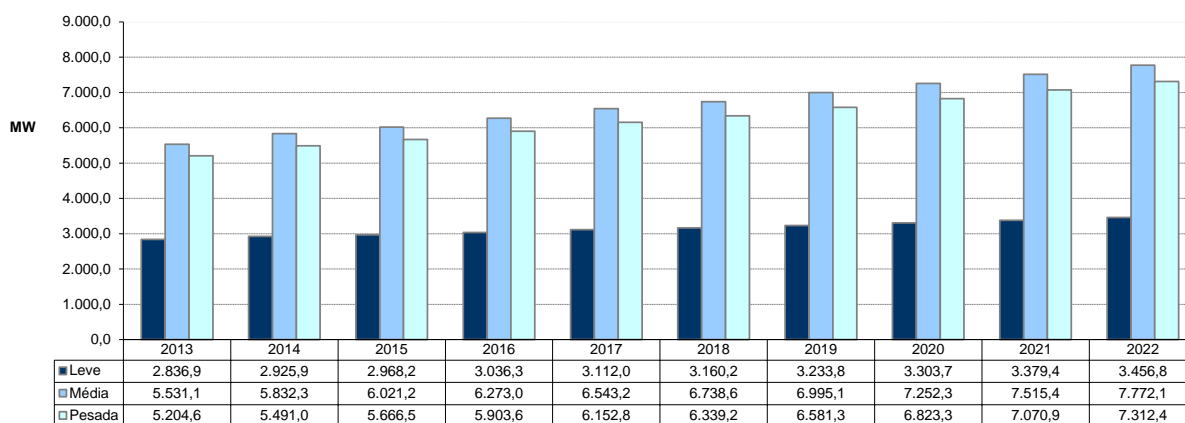
Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 18.000 MW, considerando as usinas hidrelétricas localizadas na fronteira com o estado de São Paulo, com a predominância de fontes hidráulicas (90%).

Carga local

A carga do estado do Paraná, que corresponde a 34% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,9% no período decenal para o patamar de carga pesada. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 86.

Gráfico 86 – Evolução da carga do Estado do Paraná



Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado do Paraná previstas nos estudos são apresentadas na Tabela 97 e na Tabela 98.

Tabela 97 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Curitiba – Joinville Norte C2, CS, 100 km*	2013
LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, CS, 190 km*	2013
LT 230 kV Umbará – Uberaba C2 (recondutoramento), CS, 36 km	2013
LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama, CS, 143 km	2014
LT 230 kV Umuarama – Guaíra, CS, 100 km	2014
Secc. LT 230 kV Campo Comprido – Umbará para SE Santa Quitéria, CD, 0,5 km	2014
LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste, CS, 28 km	2014
Secc. LT 230 kV Uberaba – Posto Fiscal para SE Curitiba Leste, CD, 1 km	2014
Secc. LT 230 kV Distrito São José dos Pinhais – Santa Mônica para SE Curitiba Leste, CD, 3 km	2014
LT 230 kV Cascavel Oeste – Cascavel Norte C2, CS, 30 km	2014
Secc. LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama para SE Cascavel Norte, CD, 3 km	2014
LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C2, CS, 10 km	2014
LT 230 kV Londrina – Figueira C2, CS, 88 km	2014
LT 230 kV Curitiba Leste – Uberaba (recondutoramento), CS, 18 km	2014
Secc. LT 230 kV Pilarzinho – CCPR para SE Curitiba Norte, CD, 1 km	2015
LT 230 kV Curitiba Norte – Bateias, CS, 35 km	2015
LT 500 kV Itatiba – Bateias, CS, 387 km**	2015
LT 230 kV Uberaba – Capanema (subterrânea), CD, 7,8 km	2018
Secc. LT 230 kV Umbará – Uberaba C1 para SE Curitiba Sul, CD, 8 km	2018
LT 230 kV Figueira – Ponta Grossa Norte (recapitação), CS, 137 km	2019
LT 500 kV Assis – Londrina C2, 123 km	2019
LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau, CS, 158 km*	2019

Fonte: EPE

* Linha de transmissão entre os estados do Paraná e Santa Catarina.

** Linha de transmissão entre os estados de São Paulo e Paraná.

Tabela 98 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230 kV Cascavel Oeste	3º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2013
SE 230/138 kV Londrina	3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2013
SE 230/138 kV Maringá	3º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2013
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	1º e 2º TR 230/138 kV (substituição), 150 MVA cada (3Φ)	2013
SE 230/138 kV Umuarama (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2014
SE 230/138/13,8 kV Santa Quitéria – SF6 (Nova)	1º e 2º TR 230/138 kV (69 kV), 150 MVA cada (3Φ)	2014
	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2014
SE 525/230 kV Curitiba Leste (nova)	1º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2014
SE 230/13,8 kV Uberaba	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2014

SE 230/138 kV Cascavel Norte (Nova)	1º e 2º TR 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2014
SE 230 kV Guaíra	Capacitor (manobr.), 230 kV, 50 Mvar (3Φ)	2014
	Capacitor (manobr.), 230 kV, 30 Mvar (3Φ)	2018
SE Itatiba 500 kV	RL (manobr.) no terminal Itatiba, 3 x 30 Mvar (1Φ)	2015
SE Bateias 500 kV	RL (fixo) no terminal Itatiba, 3 x 30 Mvar (1Φ)	2015
	Capacitor série no terminal Bateias, 970 Mvar (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Curitiba Norte	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2015
SE 230/138/13,8 kV Capanema – SF6 (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ)	2018
	1º e 2º TR 230/13,8 kV, 50 MVA cada (3Φ)	2018
SE 230/138kV Curitiba Sul (Nova)	1º AT 230/138 kV, 150 MVA (3Φ)	2018
SE 525/230 kV Londrina	4º AT 525/230 kV, 3 x 224 MVA (1Φ)	2019

Fonte: EPE.

3.5.4 Estado de Mato Grosso do Sul

Sistema elétrico

O atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul é feito por instalações da Rede Básica nas tensões de 230 kV e 138 kV. O estado conta com três SE 230/138 kV: a SE 230/138 kV Anastácio (2 x 75 MVA), com linhas a partir de Dourados e Sidrolândia 2; a SE 230/138 kV Imbirussú (3 x 150 MVA), que se liga a linhas advindas de Sidrolândia 2, Chapadão e Rio Brilhante; e a SE 230/138 kV Dourados (4 x 75 MVA), com linhas providas de Anastácio, Ivinhema 2 e Guaíra (Paraná), a SE 230/138 kV Corumbá 2 (2 x 150 MVA), com linhas a partir de Anastácio e a SE 230/138 kV Chapadão (2 x 150 MVA) com linhas a partir de Inocência e Imbirussu.

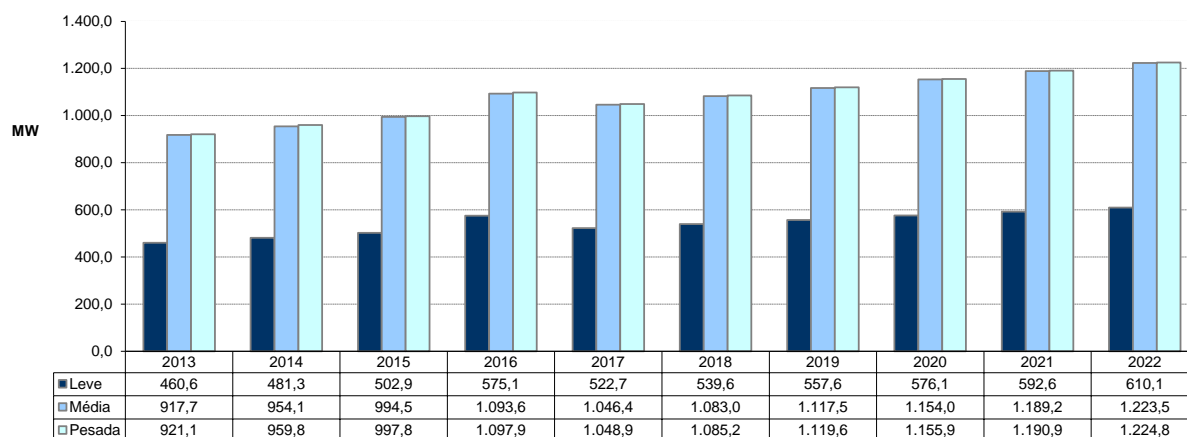
Para os próximos anos, está prevista a expansão do sistema do estado ao nível de 230 kV, com a implantação da SE 230/138 kV Sidrolândia 2, que agregará qualidade e confiabilidade a parte da região Centro e Sul do estado, a implantação da SE 230/138 kV Campo Grande 2, que agregará qualidade e confiabilidade no atendimento à capital do estado.

Geração local

A potência instalada no estado é da ordem de 8.400 MW, considerando as usinas localizadas nas fronteiras com os estados de São Paulo e Mato Grosso, com a predominância de fontes hidráulicas (80%).

Carga local

A carga do estado do Mato Grosso do Sul, que representa cerca de 6% do total da região, apresenta um crescimento anual médio de 3,3% ao ano no período decenal. A previsão para os três patamares de carga pode ser vista no Gráfico 87.

Gráfico 87 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul

Fonte: EPE

Programa de obras

As principais obras de atendimento ao estado de Mato Grosso do Sul previstas nos estudos são apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 99 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
LT 230 kV Dourados – Ivinhema (alocação de reator de linha de outro circuito), CS	2013
Secc. LT 230 kV Imbirussú – Chapadão para SE Campo Grande 2, CD	2015
Secc. LT 230 kV Chapadão – Campo Grande 2 para SE Paraíso 2, CD	2015
LT 230 kV Chapadão – Paraíso – Campo Grande 2, CS	2018

Tabela 100 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso do Sul

DESCRIÇÃO DA OBRA	DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Ivinhema	Reator de linha (fixo) no terminal Ivinhema, 20 Mvar 2013
	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ) 2014
SE 230/138 kV Sidrolândia 2	1º e 2º AT 230/138 kV, 100 MVA cada (3Φ) 2014
SE 230/138 kV Campo Grande 2 (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ) 2015
SE 230/138 kV Paraíso 2 (Nova)	1º e 2º AT 230/138 kV, 150 MVA cada (3Φ) 2015

Fonte: EPE

3.5.5 Estudos complementares

São enumerados a seguir, por estado, os estudos específicos em desenvolvimento ou que deverão ser realizados pela EPE em conjunto com as Empresas, assim como também as recomendações resultantes das análises realizadas no período decenal.

Estado do Rio Grande do Sul

- Estudo de Atendimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.

Estado de Santa Catarina

- Estudo de Atendimento à Florianópolis para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento à Região do Vale do Itajaí para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento à Região Sul de Santa Catarina.

Estado do Paraná

- Estudo de Atendimento à Região Norte do Paraná para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento à Região Centro Sul do Paraná para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.

Estado do Mato Grosso do Sul

- Estudo de Atendimento à Região Central do Mato Grosso do Sul para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.
- Estudo de Atendimento à Região Sul do Mato Grosso do Sul para determinação da solução estrutural de atendimento ao mercado da região.

4. Evolução Física e Investimentos

É apresentada a seguir a estimativa da evolução física dos sistemas de transmissão no período 2013-2022 relativamente às linhas de transmissão (km) e à capacidade de transformação (MVA). As informações referentes à evolução física e investimentos se referem às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT.

Evolução física

Tabela 101 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2012	0	2.683	1.612	35.534	6.727	10.225	47.376	104.158
Evolução 2013-2022	7.279	0	4.750	29.062	144	250	10.093	51.578
Evolução 2013-2017	0	0	4.750	20.725	144	250	9.347	35.216
Evolução 2018-2022	7.279	0	0	8.337	0	0	746	16.362
Estimativa 2022	7.279	2.683	6.362	64.596	6.871	10.476	57.468	155.736

Fonte: EPE

Tabela 102 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)

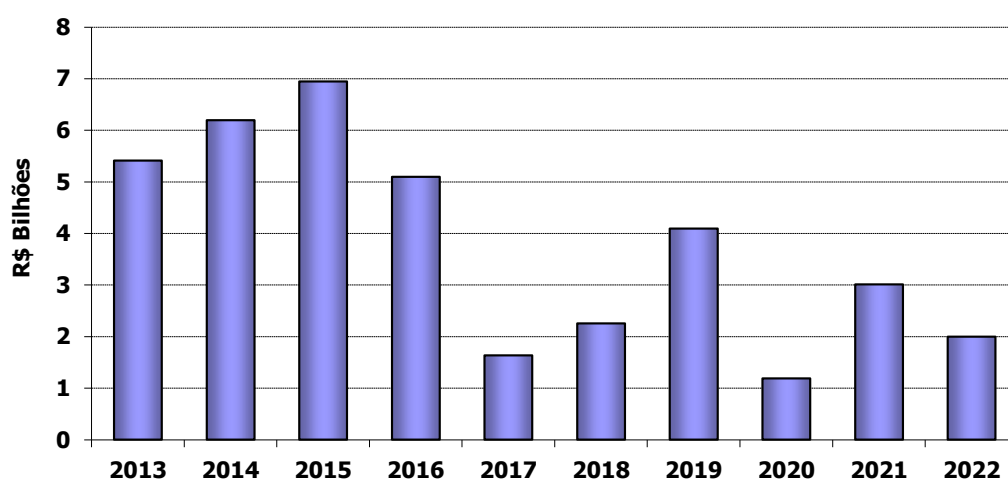
Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
Existente em 2012						249.601
Evolução 2013-2022	1.500	59.576	2.200	9.848	30.107	103.231
Evolução 2013-2017	1.500	51.068	1.600	8.949	26.655	89.772
Evolução 2018-2022	0	8.508	600	899	3.452	13.459
Estimativa 2022						352.833

* Inclui os transformadores de fronteira.

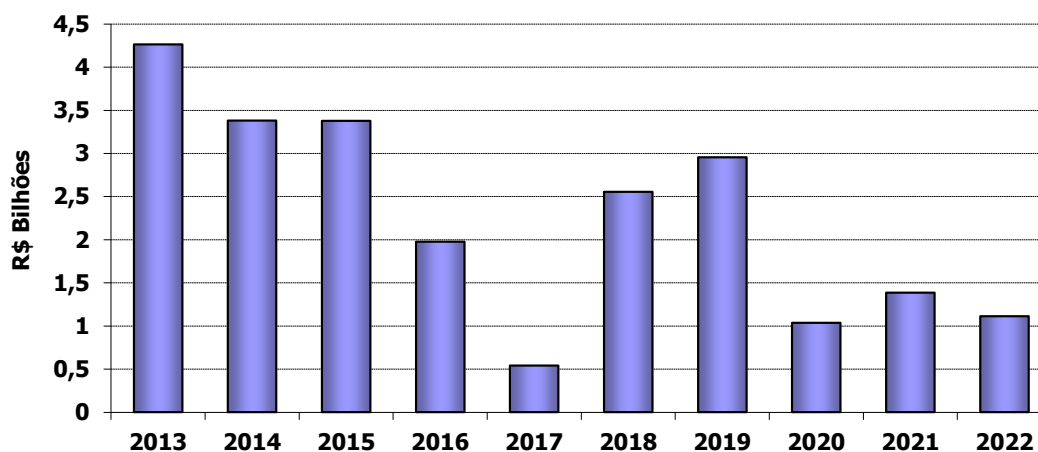
Fonte: EPE

Investimentos

Os gráficos a seguir apresentam os investimentos previstos anualmente em linhas de transmissão e subestações, incluindo as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal e as expansões referentes à entrada de usinas eólicas neste período.

Gráfico 88 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão

Fonte: EPE

Gráfico 89 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano

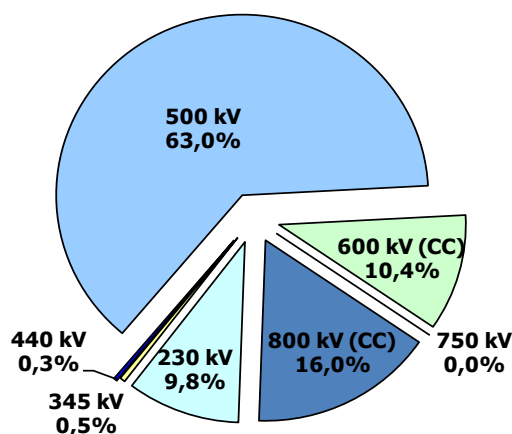
Fonte: EPE

Nos gráficos a seguir, são mostrados os investimentos totais de forma desagregada por nível de tensão, considerando o valor acumulado no período 2013-2022, computando-se nesse total as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal. O valor total atinge a cerca de R\$ 60,4 bilhões, sendo R\$ 37,8 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 22,6 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Sem o cômputo das instalações já licitadas, ou seja, considerando apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 39,1 bilhões, sendo cerca de R\$ 24,2 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 14,9 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Gráfico 90 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

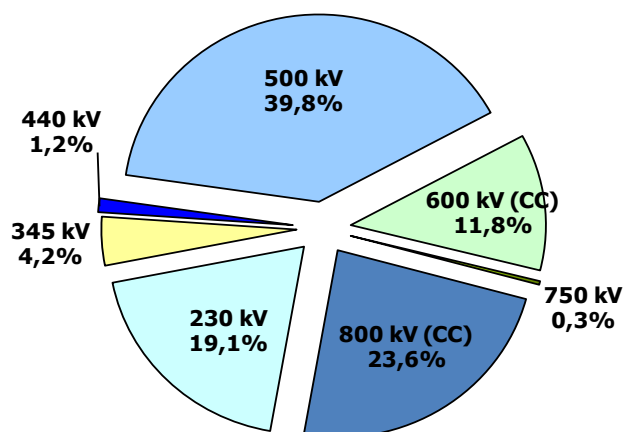
**Estimativa de Investimentos em Linhas de Transmissão por
Nível de Tensão (%)
Total = 37,84 bilhões**



Fonte: EPE

Gráfico 91 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2012 – 2021

**Estimativa de Investimentos em Subestações (com fronteira)
por Nível de Tensão (%)
Total = 22,58 bilhões**



Fonte: EPE

5. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

A estimativa da evolução das tarifas de uso do sistema interligado foi elaborada com base nos casos de fluxos de potência analisados neste ciclo do PDE, considerando as informações referentes à evolução das configurações de geração e da rede elétrica associadas ao crescimento da demanda a ser atendida.

Para o cálculo da TUST foi utilizado o Programa Nodal, versão 4.6, que é disponibilizado pela ANEEL e considera os quatro submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A Receita Anual Permitida (RAP) contemplada no primeiro ano do PDE (ano 2013) foi de R\$ 7.369.495.740,11, conforme o disposto na Nota Técnica no 218/2012-SRT/ANEEL, que decorre da Medida Provisória no 579/2012 e do Decreto no 7.805/2012.

A evolução da RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos informados pelas empresas participantes do Plano Decenal de Transmissão e das estimativas de custos-padrão constantes do Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET) da EPE.

As tarifas foram calculadas considerando-se a estabilização das tarifas referentes aos novos empreendimentos de geração, tal qual previsto pela resolução ANEEL nº 267/07.

A projeção do valor médio da TUST de geração em 2022, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, resultou da ordem de R\$ 3,8/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 3,3/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,1/kW.mês, Norte – R\$ 3,5/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 3,7/kW.mês.

Quanto à TUST de carga, foram obtidos os seguintes valores médios por região: Sul – R\$ 4,2/kW.mês, Nordeste – R\$ 3,4/kW.mês, Norte – R\$ 3,7/kW.mês e Sudeste/Centro-Oeste – R\$ 4,0/kW.mês.

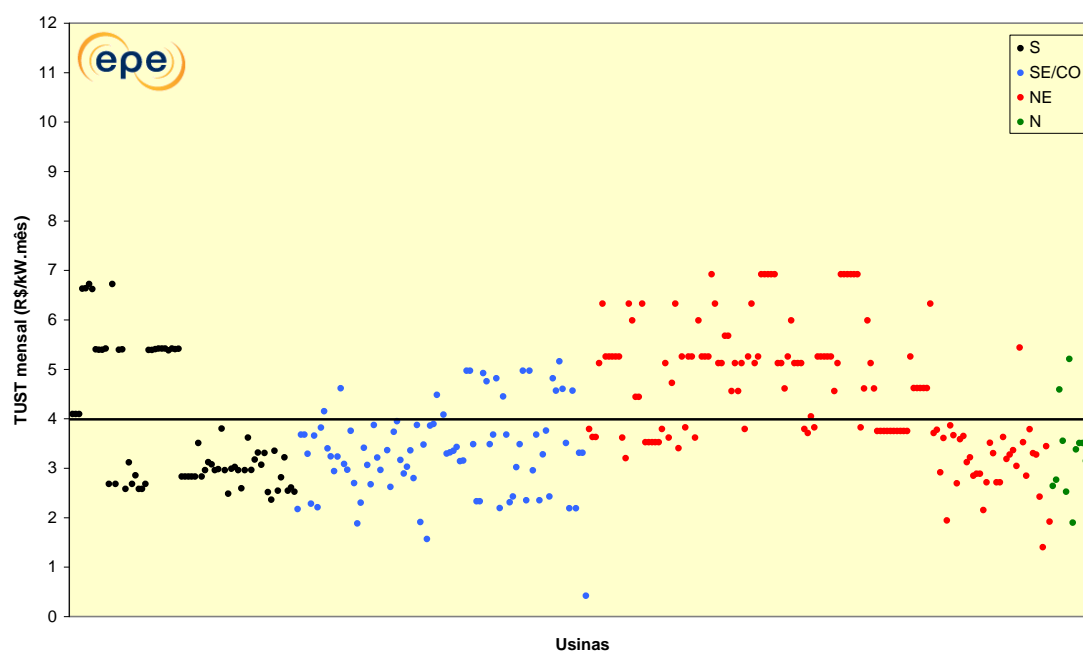
De uma forma geral, destaca-se que tanto a TUST de geração quanto a TUST de carga tiveram uma queda acentuada em relação aos valores obtidos no PDE passado, em função da redução da RAP ser arrecada no sistema, decorrente da Medida Provisória no 579/2012 e do Decreto no 7.805/2012.

A seguir esses resultados são apresentados com maior detalhe.

TUST para Instalações de Geração

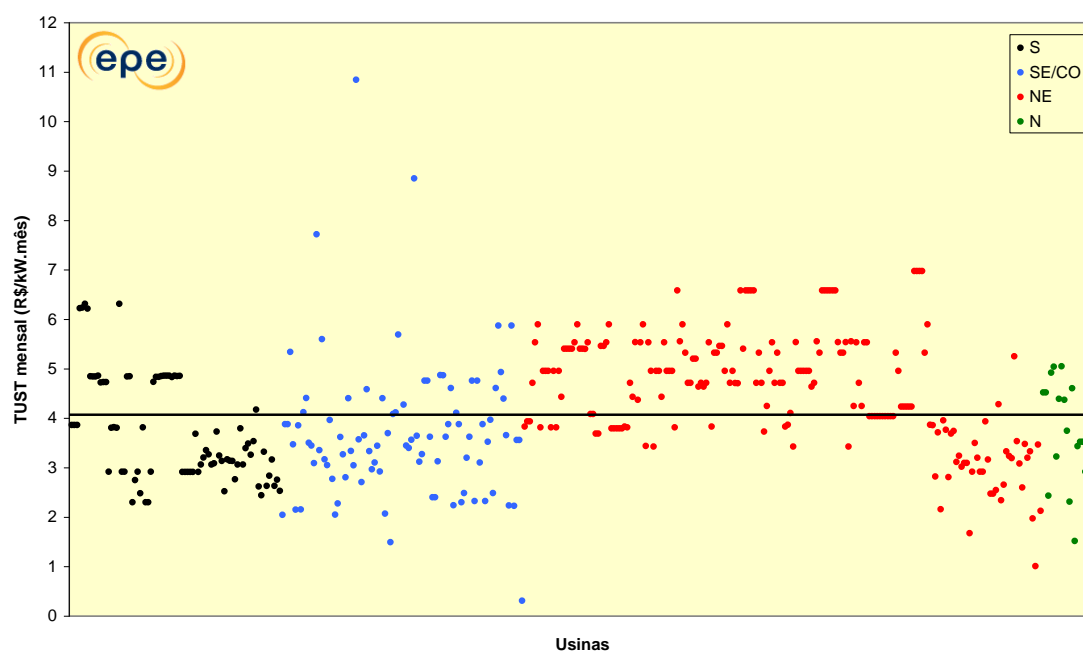
Os gráficos a seguir apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração de cada submercado, em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos pares do período 2013-2022.

Gráfico 92 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2014



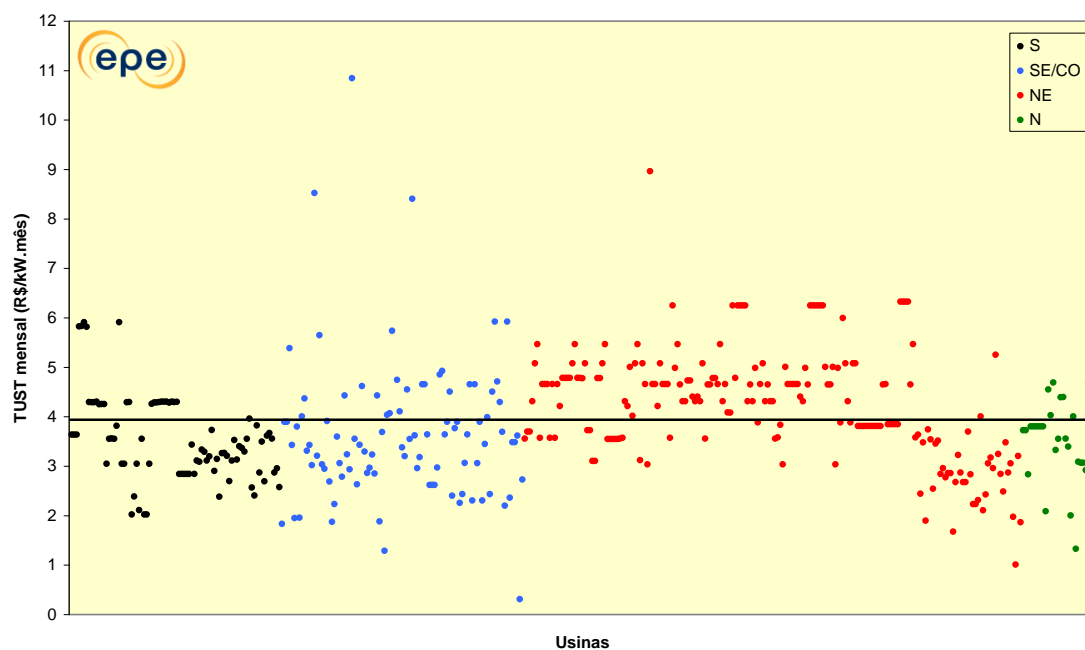
Fonte: EPE

Gráfico 93 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2016



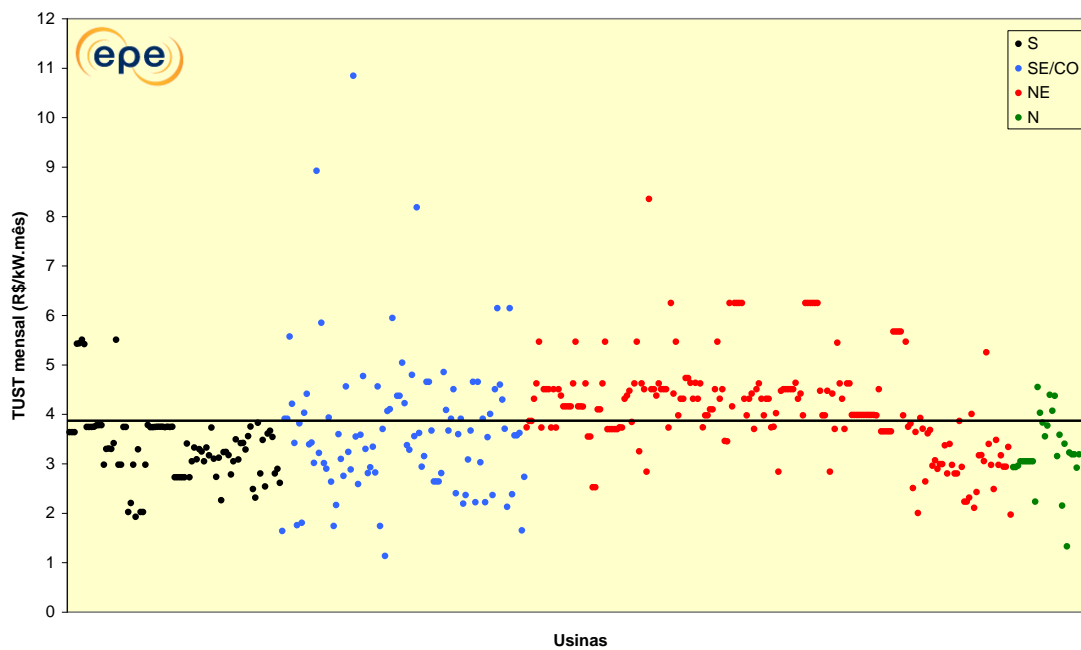
Fonte: EPE

Gráfico 94 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2018

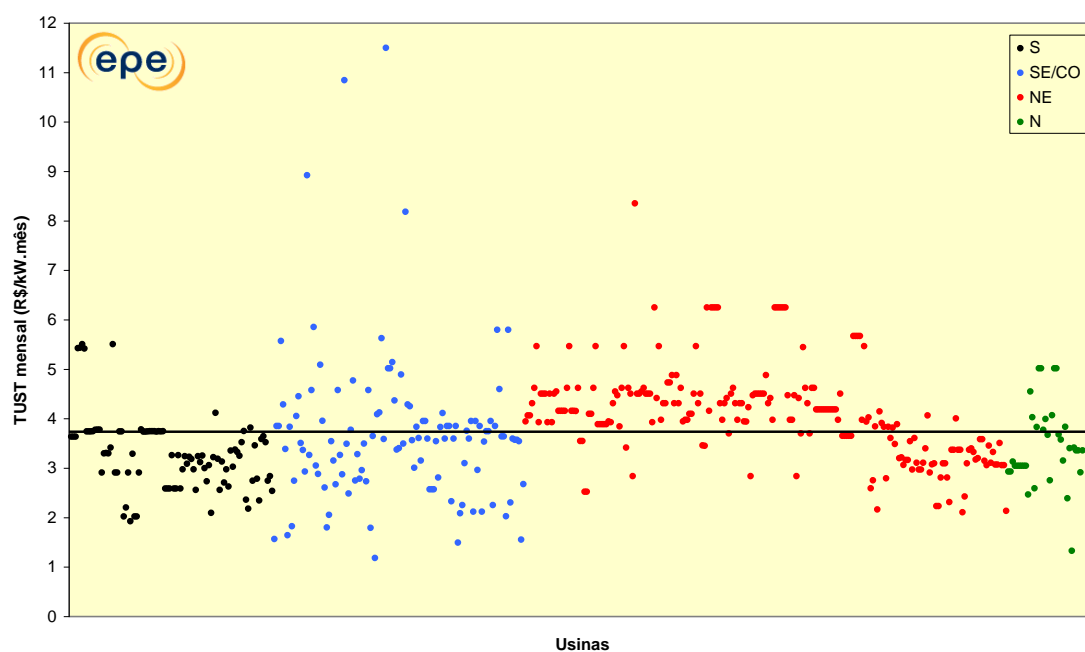


Fonte: EPE

Gráfico 95 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2020

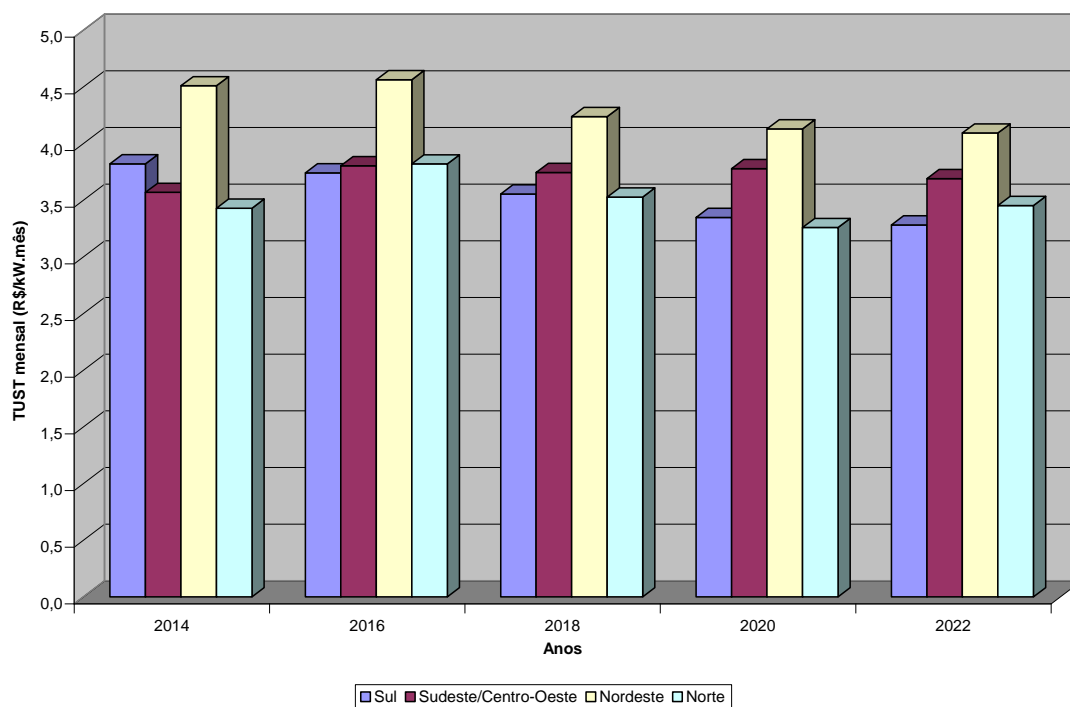


Fonte: EPE

Gráfico 96 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2022

Fonte: EPE

No Gráfico 97 é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico 97 – TUST média de geração

Fonte: EPE

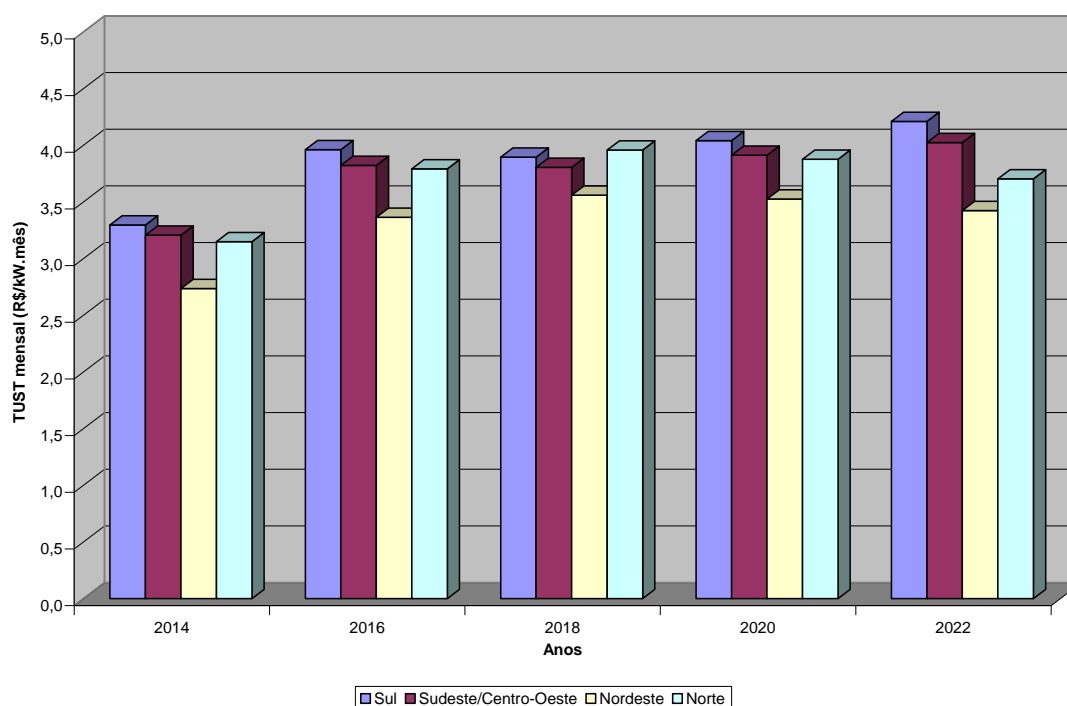
TUST para Instalações de Consumo (TUST de Carga)

A Tabela 103 apresenta a estimativa das TUST de carga obtidas para o sistema interligado, com os valores mínimo, máximo e médio de cada submercado, para os anos pares do período decenal.

Tabela 103 – Tarifas de carga

Ano	Submercado	Tarifa de Carga (R\$/kW.mês)		
		Mínima	Máxima	Média
2014	Sul	2,4	3,9	3,3
	Sudeste/Centro-Oeste	1,3	4,7	3,2
	Nordeste	1,4	4,5	2,7
	Norte	2,2	3,8	3,1
2016	Sul	3,0	4,7	4,0
	Sudeste/Centro-Oeste	0,7	5,3	3,8
	Nordeste	1,6	5,0	3,4
	Norte	2,1	4,6	3,8
2018	Sul	2,9	4,8	3,9
	Sudeste/Centro-Oeste	0,6	5,4	3,8
	Nordeste	1,6	5,2	3,6
	Norte	2,0	4,9	4,0
2020	Sul	3,0	5,0	4,0
	Sudeste/Centro-Oeste	0,5	5,7	3,9
	Nordeste	1,5	5,2	3,5
	Norte	1,9	4,8	3,9
2022	Sul	2,7	5,3	4,2
	Sudeste/Centro-Oeste	0,9	5,7	4,0
	Nordeste	1,2	5,2	3,4
	Norte	1,8	4,9	3,7

O Gráfico 98 mostra a estimativa da evolução da tarifa média de carga dos submercados para os anos pares do período 2013-2022.

Gráfico 98 – TUST média de carga

Fonte: EPE

V – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentam-se as estimativas de produção nacional de petróleo e gás natural (GN) ao longo do decênio 2013-2022, provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas).

As previsões são desagregadas quanto à qualidade do petróleo (leve, mediano e pesado) e quanto à procedência do GN: associado e não associado.

1. Introdução

As previsões de produção do PDE representam produções potenciais de petróleo e gás natural dentro do território nacional. No caso do GN, o comportamento do mercado consumidor de gás natural não é considerado explicitamente nessa previsão, ao longo do período estudado. Assim, a produção potencial do PDE poderá superar a demanda estimada, que reflete o comportamento do mercado. Prevê-se a produção potencial no PDE considerando a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo e do GN, levando-se em conta as estimativas de volumes mínimos econômicos e de tempos médios previstos para cada etapa até as unidades de processamento. Ela se refere à produção condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram restrições pelo lado da oferta de equipamentos bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de Conteúdo Local.

As estimativas de produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural basearam-se em Unidades Produtivas (UP), que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento, ou avaliação, no caso de recursos descobertos (RD). No caso dos recursos não descobertos (RND), as unidades produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se as UP tanto nas áreas contratadas (por concessão até a Rodada 10 ou cessão onerosa com a Petrobras) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de Exploração e Produção E&P.

Quanto aos recursos não convencionais existentes nas bacias sedimentares brasileiras, embora não enfocados neste PDE, incorpora-se parcialmente sua contribuição, especificamente a produção de gás natural em reservatórios de baixíssima permeabilidade (*tight gas*) recentemente descobertos na Bacia de São Francisco, considerando informações de empresas concessionárias. Portanto, a produção no final do período poderá ser ampliada, especialmente a de gás natural.

De acordo com o Novo Marco Regulatório, a área do Pré-Sal é definida como “a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo” da Lei 12.351/2010; tal superfície está inserida no contexto das bacias sedimentares de Santos e Campos. Desse modo, o termo Pré-Sal deve ser qualificado para especificar seus dois sentidos, o legal e o geológico. O Pré-Sal

Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui uma seção anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico⁸⁰ (PSG), e uma seção posterior, chamada de Pós-Sal (POS); a região externa ao PSL é aqui chamada de Extra Pré-Sal Legal (EPSL) e corresponde ao conjunto de todas as UP fora dos limites do polígono legal.

A previsão de produção das unidades produtivas dentro dos limites do Pré-Sal Legal (PSL) é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos pela qual cada bloco, em fase de exploração ou de produção, ou área a ser contratada com a União, pode conter uma ou duas unidades produtivas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no PSG e no POS.

Para organização espacial das UP em áreas contratadas, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2012). Para as UP em áreas da União ainda não contratadas, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012), combinados com critérios exploratórios e ambientais⁸¹.

Os volumes (de estoque) de petróleo e gás natural, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de UP:

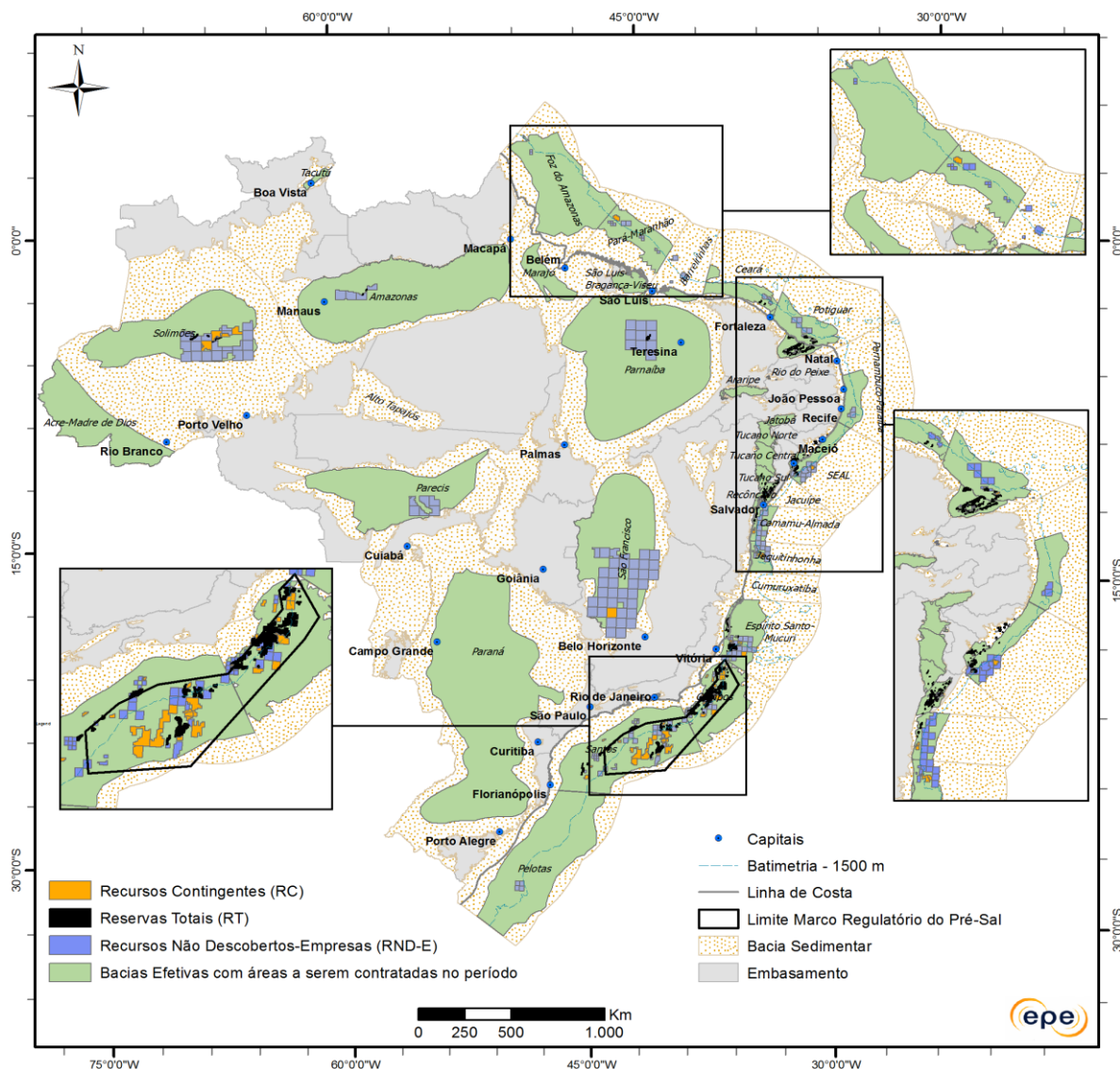
- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo ou gás no País, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2011;
- UP de recursos contingentes (RC): informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de área de prospectos provenientes do Zoneamento (EPE, 2012);
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 30 de março de 2012 (RND-E): avaliações do Zoneamento (EPE, 2012) para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos (descobertos e não descobertos) na área da União: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento (EPE, 2012), analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E).

A Figura 18, baseada no estudo Zoneamento (EPE, 2012), apresenta a distribuição geográfica das UP em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP projetadas para contratação no período deste PDE.

⁸⁰ O Pré-Sal Geológico (PSG) é a seção geológica definida por rochas carbonáticas depositadas na fase *sag basin* e na fase rife das bacias de Santos e Campos, formadas antes dos depósitos evaporíticos aptianos.

⁸¹ Os principais critérios utilizados para definição de uma unidade produtiva na área da União (UPU) ainda não contratada foram: ambiente de E&P (se terra interior, terra costeira, margem costeira, água rasa, água profunda ou água ultraprofunda); mapas das áreas das bacias efetivas (áreas com interesse exploratório, delimitadas pela ocorrência de *plays* efetivos) do estudo Zoneamento; setores das bacias sedimentares brasileiras delineados pela ANP a partir da Quinta Rodada de Licitações, em 2003; e, uma classificação ambiental das áreas de cada bacia sedimentar, quanto ao tipo de restrição para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em *apta*, *moratória* ou *não apta* (no âmbito da Portaria Interministerial Nº 198, em 05 de abril de 2012, que instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS no processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural).

Figura 18 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E)



Fonte: EPE

De consistente com as previsões de produção, foram incluídas considerações estratégicas e econômicas sobre: a evolução de reservas, as demandas por FPSO (*floating, production, storage and offloading*) e Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços; os investimentos em exploração e produção (E&P); e os possíveis excedentes de petróleo.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE foi iniciado no segundo trimestre de 2012 e encerrado no início do quarto trimestre de 2012, com o fornecimento de insumos necessários ao desenvolvimento dos processos de outros segmentos, visando um plano integrado, especialmente quanto à oferta e transporte de gás, abastecimento de derivados do petróleo, estudos socioambientais e estudos econômicos, no contexto da matriz energética nacional. Ao final do primeiro trimestre de 2013 tornou-se necessário um ajuste nas previsões de produção agregadas em nível Brasil para o primeiro ano (2013) do plano, com base nos Planos Anuais de Produção (PAP) atualizados em dezembro de 2012.

2. Previsões de Produção

O modelo básico utilizado para as previsões de produção de cada UP em área já contratada envolve a caracterização de três fases: crescimento, produção estabilizada ("patamar") e declínio. No caso dos recursos descobertos na categoria de reservas, são considerados como balizadores para os primeiros anos deste PDE os Planos Anuais de Produção (PAP) submetidos pelas empresas concessionárias à ANP para o período 2012-2016, conforme registros da ANP referentes a março de 2012. O modelo também envolve a previsão do ano da descoberta e do início da produção, para as UP contratadas e ainda sem produção.

As previsões de produção dos recursos contingentes, embora sejam de recursos descobertos, envolvem incertezas adicionais com relação à categoria das reservas atuais, quanto à economicidade, prazo para início de produção, perfil de produção e volume total possível de ser produzido. Nesse contexto, aplica-se para a categoria de RC, neste PDE, o conceito da Probabilidade de Descoberta Comercial (PDC), pelo qual se avalia o risco de um acumulação contingente não ter sua comercialidade declarada.

O modelo utilizado para as projeções de produção em áreas ainda não contratadas, a partir das Unidades Produtivas da União (UPU), envolve uma simulação de produção agregada de possíveis novos campos e uma otimização dos tempos para contratação, considerando-se as previsões de produção para as áreas já contratadas e uma previsão de demanda de petróleo e gás no longo prazo (até 2035).

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural, resultantes da aplicação dos modelos acima referidos, encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza e são apresentadas neste PDE na forma de tabelas e gráficos:

- Produção prevista das Reservas Totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2011, nos campos já em desenvolvimento ou produção;
- Contribuição prevista dos Recursos Contingentes (RC), nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob contrato de concessão (até a Rodada 10) ou de cessão onerosa com a Petrobras;
- Contribuição prevista dos Recursos Não Descobertos (RND-E), em blocos exploratórios sob concessão até a Rodada 10 ou cessão onerosa com a Petrobras, ou em campos sob concessão na área do Pré-Sal Legal;
- Contribuição prevista dos recursos não descobertos e descobertos na área da União.

Na Tabela 104 e no Gráfico 99 apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2022. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT), referidas a 31 de dezembro de 2011, deverá atingir os maiores volumes entre 2017 e 2018, declinando em seguida. Já a produção oriunda dos chamados recursos contingentes (RC), sustentados principalmente pelas acumulações do Pré-Sal Geológico (PSG), mantêm sua tendência crescente em todo o período do PDE, chegando a contribuir com cerca de 38% da produção em 2022. A partir de 2015, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos contratados (RND-E), atingindo aproximadamente 4% da produção nacional em 2022. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para este PDE, por concessão ou partilha

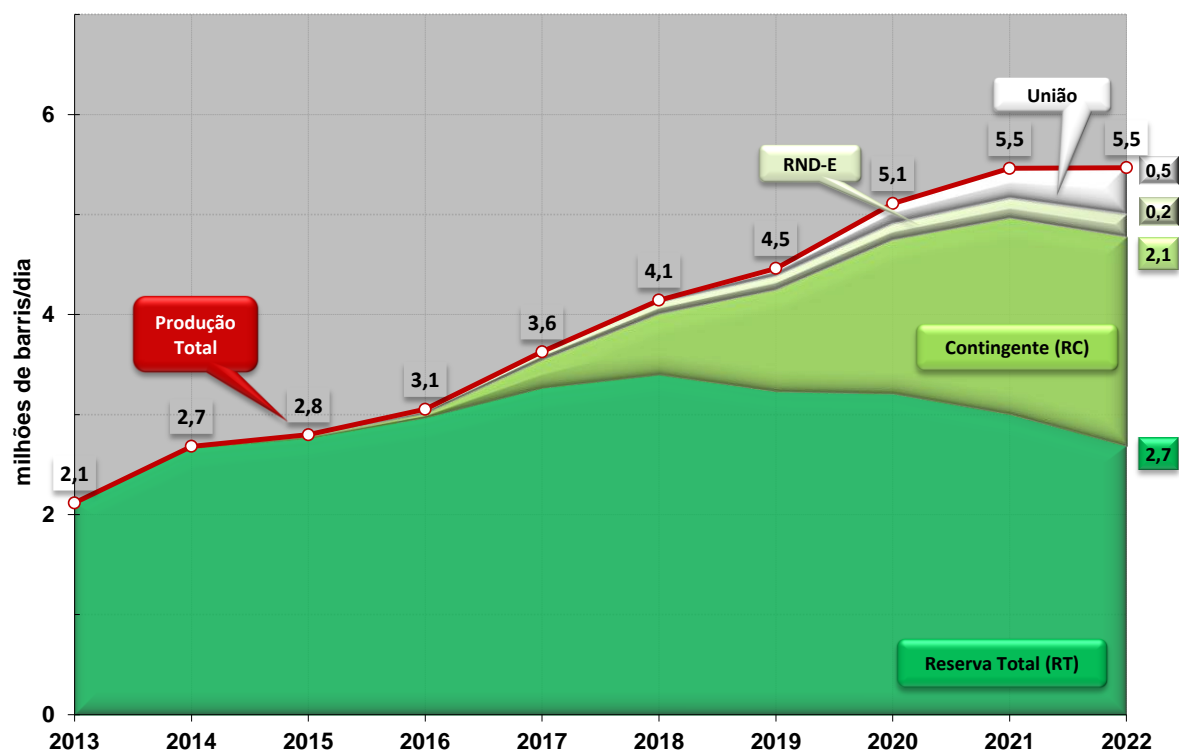
da produção, é prevista iniciar-se em 2017 e alcançar cerca de 9% da produção potencial total em 2022⁸². Em relação ao total, considerando-se todas as fontes de recursos, estima-se que a produção em 2022 tenha potencial de ser 165% maior que a registrada em 2012⁸³.

Tabela 104 – Produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de barris diários										
União	-	-	-	-	0,007	0,024	0,080	0,206	0,304	0,473
RND-E	-	-	0,009	0,042	0,074	0,115	0,136	0,161	0,198	0,225
RC	-	0,020	0,027	0,046	0,287	0,614	1,022	1,542	1,963	2,090
RT	2,117	2,662	2,763	2,964	3,260	3,391	3,225	3,202	2,997	2,681
TOTAL	2,117	2,682	2,798	3,053	3,628	4,145	4,462	5,111	5,462	5,469

Fonte: EPE

Gráfico 99 – Previsão de produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

A Tabela 105 e o Gráfico 100 representam a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural até 2022. Considerando-se que a maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, a tendência de crescimento é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

⁸² Além das incertezas técnicas e econômicas que afetam as projeções da contribuição dos recursos de petróleo e gás da União, em áreas a contratar, há ainda incertezas advindas dos resultados das avaliações ambientais no contexto da Portaria Interministerial Nº 198 (05 de abril de 2012).

⁸³ A produção média diária de petróleo realizada em 2012 foi de 2,061 milhões de bpd, segundo dados disponibilizados pela ANP.

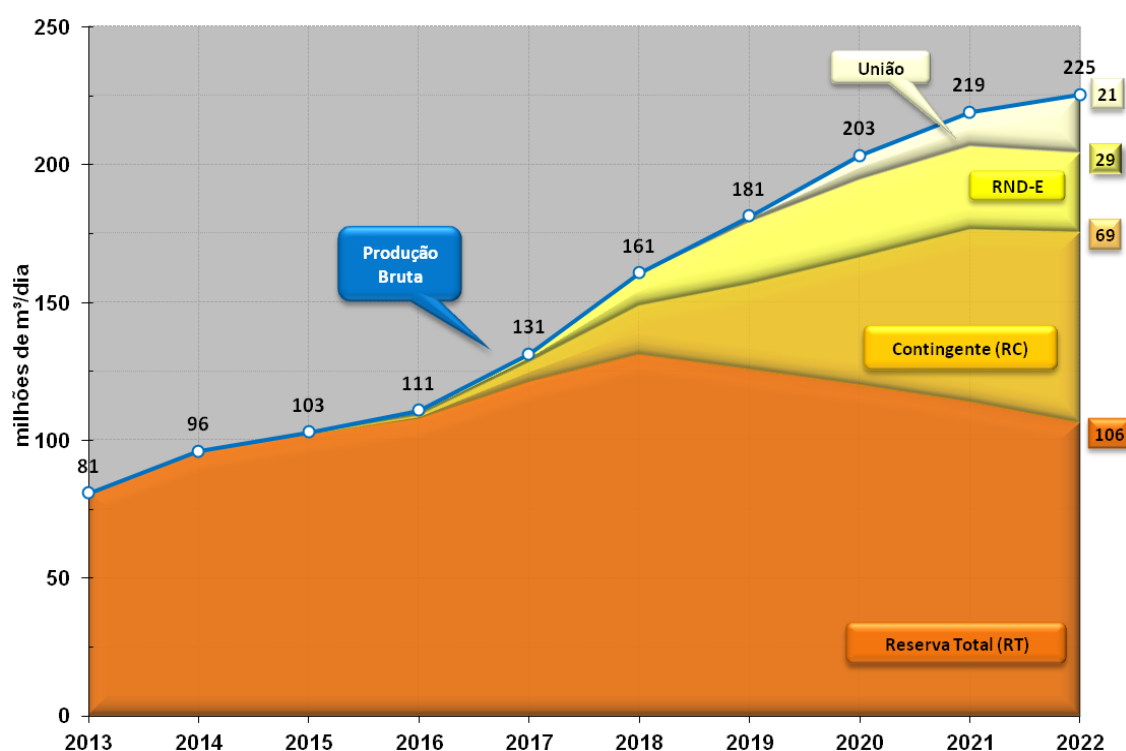
Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2011, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2018, quando se atingirá um pico de produção de 130,801 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave que é compensado pela contribuição dos RC, dos RND-E e, mais ao final do período, pelos recursos na área da União. Em relação ao total, estima-se que a produção bruta potencial em 2022 poderá ser 196% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2012⁸⁴.

Tabela 105 – Produção bruta potencial de gás natural, por nível de incerteza dos recursos

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
União	-	-	-	-	0,270	0,802	2,349	8,806	12,617	21,484
RND-E	-	-	0,698	2,026	2,830	11,225	22,545	28,262	30,206	28,784
RC	0,001	0,381	0,273	1,220	7,297	17,877	30,976	46,269	62,489	69,140
RT	80,758	95,521	101,915	107,604	120,922	130,801	125,447	119,824	113,699	106,053
TOTAL	80,759	95,901	102,886	110,847	131,319	160,705	181,318	203,161	219,011	225,460

Fonte: EPE

Gráfico 100 – Produção bruta potencial de gás natural



Fonte: EPE

Na Tabela 106 desagregam-se as contribuições do gás associado (GA) e do gás não associado (GNA) para as previsões de produção bruta a partir dos recursos descobertos em áreas contratadas com empresas (RT + RC). Nota-se que no período considerado (2013-2022), a produção de gás associado é significativamente majoritária.

⁸⁴ A produção (bruta) média diária de gás natural realizada de 2012 foi de 76,2 milhões de m³/d, segundo dados disponibilizados pela ANP.

Tabela 106 – Produção bruta potencial de gás natural, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas (reservas e contingentes)

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
GA (RT + RC)	53,514	58,027	64,506	70,773	88,210	110,158	118,908	129,358	135,755	132,608
GNA (RT + RC)	27,245	37,874	37,682	38,051	40,008	38,520	37,515	36,735	40,433	42,584
TOTAL	80,759	95,901	102,188	108,824	128,219	148,678	156,423	166,093	176,188	175,192

Fonte: EPE

A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural, apresentada na Tabela 107, corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta (conforme a Tabela 105) e de estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas/queimas e consumo próprio (E&P) de gás natural.

Tabela 107 – Produção líquida potencial de gás natural

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
TOTAL	55,822	67,084	68,662	76,688	87,956	105,654	120,345	137,700	148,377	149,789

Fonte: EPE

A Tabela 108 apresenta as previsões de produção de petróleo nacional, classificada por tipo de petróleo⁸⁵, em áreas contratadas com empresas, a partir dos recursos descobertos (RT + RC). Observa-se uma predominância dos petróleos medianos e pesados até o final do período e um declínio na produção de petróleo pesado a partir de 2017, enquanto continua crescendo a produção de petróleo mediano.

Tabela 108 – Produção de petróleo, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada por tipo

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de barris diários										
LEVE	0,175	0,224	0,397	0,513	0,514	0,529	0,488	0,474	0,485	0,470
MEDIANO	0,906	1,150	1,208	1,288	1,712	2,241	2,624	3,253	3,577	3,513
PESADO	1,036	1,308	1,185	1,210	1,321	1,235	1,134	1,017	0,898	0,788
TOTAL	2,117	2,682	2,790	3,010	3,546	4,005	4,246	4,743	4,960	4,771

Fonte: EPE

A Tabela 109 apresenta a contribuição prevista dos recursos não descobertos (RND-E) à produção de petróleo no período 2013-2022, desagregada por tipo (leve, mediano, pesado), em áreas contratadas.

⁸⁵ Classificação do petróleo segundo portaria ANP nº 9, conforme o grau API: leve ($^{\circ}\text{API} \geq 31$), mediano ($22 \leq ^{\circ}\text{API} < 31$) e pesado ($10 \leq ^{\circ}\text{API} < 22$).

Tabela 109 – Produção de petróleo, a partir de recursos não descobertos em áreas contratadas, classificada por tipo

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de barris diários										
LEVE	-	-	0,008	0,022	0,030	0,039	0,040	0,042	0,044	0,044
MEDIANO	-	-	0,001	0,020	0,043	0,075	0,095	0,119	0,154	0,180
PESADO	-	-	-	0,001	0,001	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	0,009	0,042	0,074	0,115	0,136	0,161	0,198	0,225

Fonte: EPE

A Tabela 110 destaca a contribuição prevista dos recursos do Pré-Sal Legal (PSL) e do Extra Pré-Sal Legal (EPSL), nas áreas contratadas, à produção nacional de petróleo, no período 2013-2022, classificados por nível de incerteza; o Pré-Sal Geológico (PSG) e o Pós-Sal (POS) estão incluídos no Pré-Sal Legal.

Tabela 110 – Produção de petróleo em áreas contratadas, a partir da localização e nível de incerteza dos recursos

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de barris diários										
RND-E (EPSL)	-	-	0,009	0,038	0,061	0,078	0,076	0,075	0,069	0,064
RND-E (PSL)	-	-	-	0,004	0,013	0,038	0,060	0,086	0,128	0,161
RD (EPSL)	0,211	0,352	0,386	0,398	0,493	0,497	0,433	0,395	0,342	0,289
RD (PSL)	1,906	2,331	2,404	2,612	3,054	3,508	3,813	4,348	4,618	4,482
TOTAL	2,117	2,682	2,798	3,053	3,621	4,120	4,382	4,905	5,158	4,996

Notas: (1) EPSL = Extra Pré-Sal Legal;
 (2) PSL = Pré-Sal Legal;
 (3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes);
 (4) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

A Tabela 111 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural, classificadas por tipo, a partir dos recursos descobertos e não descobertos em áreas contratadas.

Tabela 111 – Produção bruta potencial de gás natural, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos, em áreas contratadas

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
GA RND-E	-	-	0,698	2,022	2,830	3,744	4,215	4,855	5,870	6,655
GNA RND-E	-	-	-	-	-	7,481	18,331	23,407	24,336	22,129
GA RD	53,514	58,027	64,506	70,773	88,210	110,158	118,908	129,358	135,755	132,608
GNA RD	27,245	37,874	37,682	38,051	40,008	38,520	37,515	36,735	40,433	42,584
GÁS TOTAL	80,759	95,901	102,886	110,847	131,049	159,903	178,969	194,355	206,394	203,976

Notas: (1) GA = gás associado;
 (2) GNA = gás não associado;
 (3) RD = recursos descobertos (reservas mais contingentes);
 (4) RND-E recursos não descobertos em áreas contratadas.

Fonte: EPE

De modo análogo ao petróleo, a Tabela 112 apresenta as previsões de produção nacional de gás natural, classificadas por nível de incerteza, com a contribuição do Pré-Sal Legal (Pós-Sal + Pré-sal Geológico) e do Extra Pré-Sal Legal nas áreas contratadas.

Tabela 112 – Produção bruta potencial de gás natural em áreas contratadas, a partir da localização e nível de incerteza dos recursos

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
RND-E (EPSL)	-	-	0,698	1,916	2,458	10,191	20,700	25,243	25,051	21,601
RND-E (PSL)	-	-	-	0,106	0,372	1,035	1,846	3,019	5,155	7,183
RD (EPSL)	39,894	47,002	48,318	48,604	52,317	51,804	48,704	46,194	49,103	49,691
RD (PSL)	40,866	48,900	53,870	60,220	75,902	96,874	107,719	119,899	127,085	125,502
TOTAL	80,759	95,901	102,886	110,847	131,049	159,903	178,969	194,355	206,394	203,976

Notas: (1) EPSL = Extra Pré-Sal Legal.

(2) PSL = Pré-Sal Legal.

(3) RD = recursos descobertos (reservas + contingentes).

(4) RND-E = recursos não descobertos em áreas contratadas com empresas.

Fonte: EPE

3. Implicações Estratégicas e Econômicas

3.1 Evolução das reservas provadas e da relação R/P

A evolução das reservas de petróleo e gás natural é uma componente fundamental a ser considerada no contexto do planejamento energético em escala de País. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção) que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

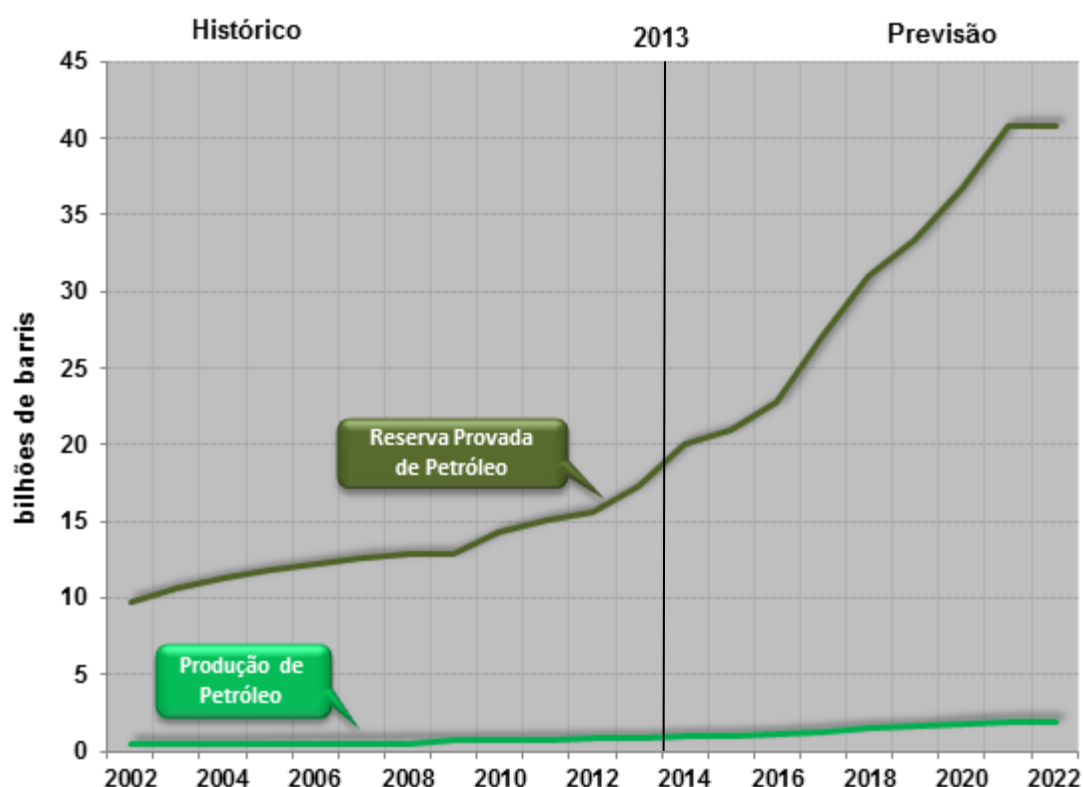
Apesar de sua complexidade, adotou-se o modelo simplificado⁸⁶ para representar o processo de evolução de reservas provadas pelo qual são consolidadas as previsões de produção de cada categoria de recurso (reservas, contingentes e não descobertos), abordadas no item anterior, considerando estimativas de volumes recuperáveis, previsões de 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 20 anos. O resultado da aplicação de tal modelo, no caso do petróleo, é apresentado na Tabela 113 e no Gráfico 103.

Tabela 113 – Evolução da reserva provada e da R/P do petróleo nacional

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reserva Provada (bilhões de barris)	17,30	20,04	20,91	22,81	27,11	30,97	33,34	36,81	40,81	40,87
R/P (anos)	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	19,7	20,5	20,5

Fonte: EPE

⁸⁶ O modelo de evolução de reservas aplicado neste PDE pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

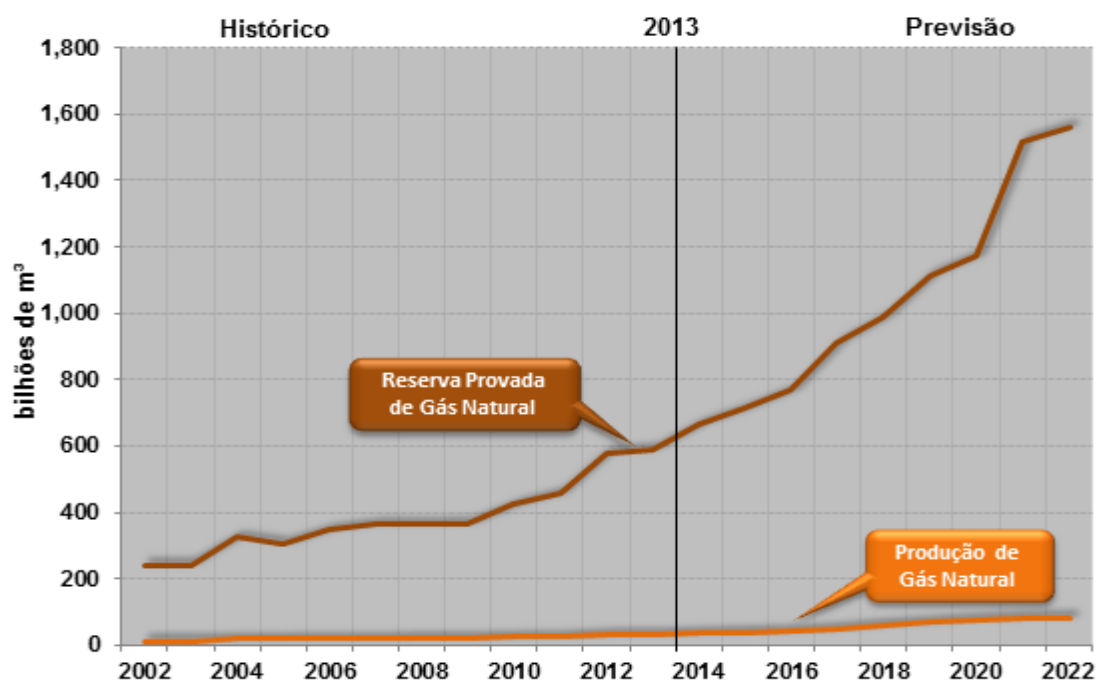
Gráfico 101 - Evolução da reserva provada de petróleo

De modo similar, o resultado da aplicação do modelo para evolução de reservas, no caso do gás natural, considerada a produção bruta potencial, é apresentado na Tabela 114 e no Gráfico 102.

Tabela 114 – Evolução da reserva provada e da R/P do gás natural

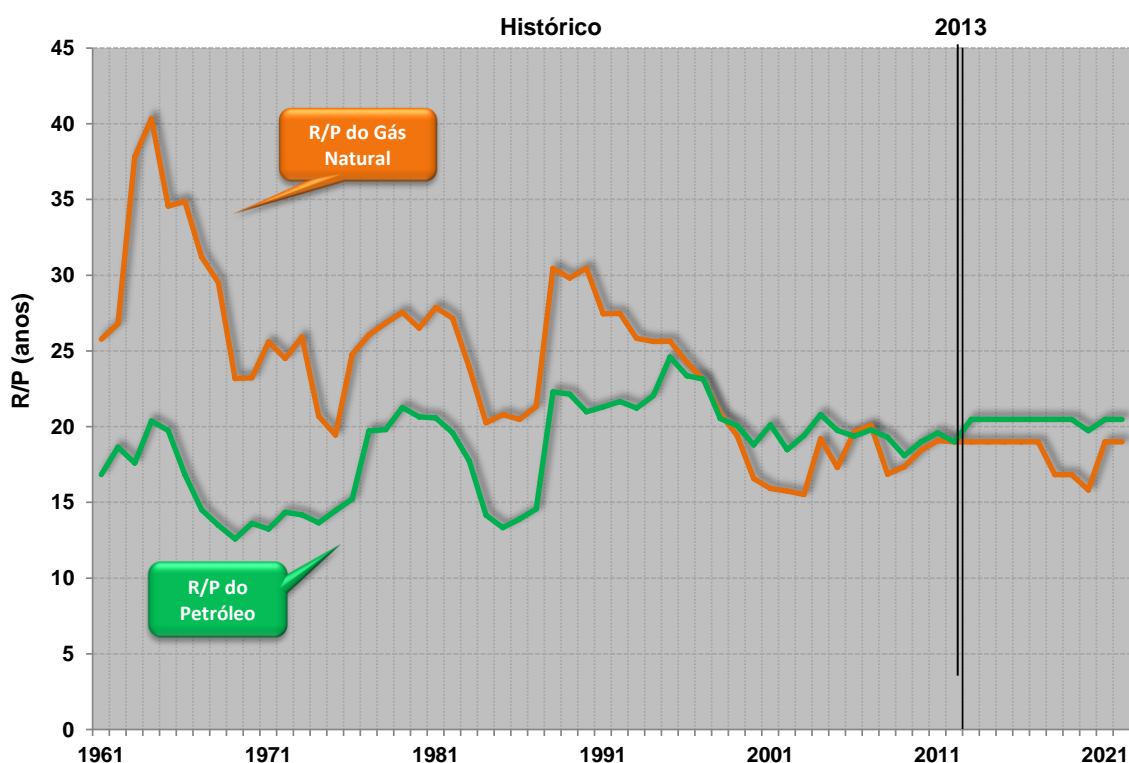
RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reserva Provada (bilhões de m³)	590,60	665,08	713,52	768,75	910,80	987,93	1.114,84	1.173,58	1.518,27	1.562,99
R/P (anos)	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	16,8	16,8	15,8	19,0	19,0

Fonte: EPE

Gráfico 102 - Evolução da reserva provada de gás natural

Fonte: EPE

Considerando-se as previsões de produção e de evoluções de reservas, obtêm-se como decorrência as previsões de evolução da razão R/P apresentadas no Gráfico 103 e nas Tabela 113 e Tabela 114, para petróleo e gás natural, respectivamente. A aparente correlação observada entre as evoluções da razão R/P do petróleo e do gás natural pode ser explicada pela significativa contribuição do gás associado.

Gráfico 103 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural

Fonte: EPE: dados históricos (Petrobras e ANP).

Em termos comparativos, de acordo com a BP (2012), a R/P para petróleo em 2011 era 14 anos na Ásia-Pacífico, 10,8 anos nos Estados Unidos, 22,3 anos na Europa-Eurásia e 41,2 anos na África; a R/P para gás natural era 35 anos na Ásia-Pacífico e 13 anos nos Estados Unidos. Com base em informações públicas da ANP, em 31/12/2012 a R/P para petróleo no Brasil era 20,5 anos e, para gás natural, 17,9 anos.

3.2 Investimentos em E&P

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, para o horizonte do PDE, fiquem entre US\$ 317 bilhões e US\$ 348 bilhões. Dentro deste montante, considera-se o investimento da Petrobras previsto ser cerca de US\$ 148 bilhões até 2017, conforme seu Plano de Negócios 2013-2017 (versão março/2013).

Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos neste PDE os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo as descobertas no Pré-Sal.

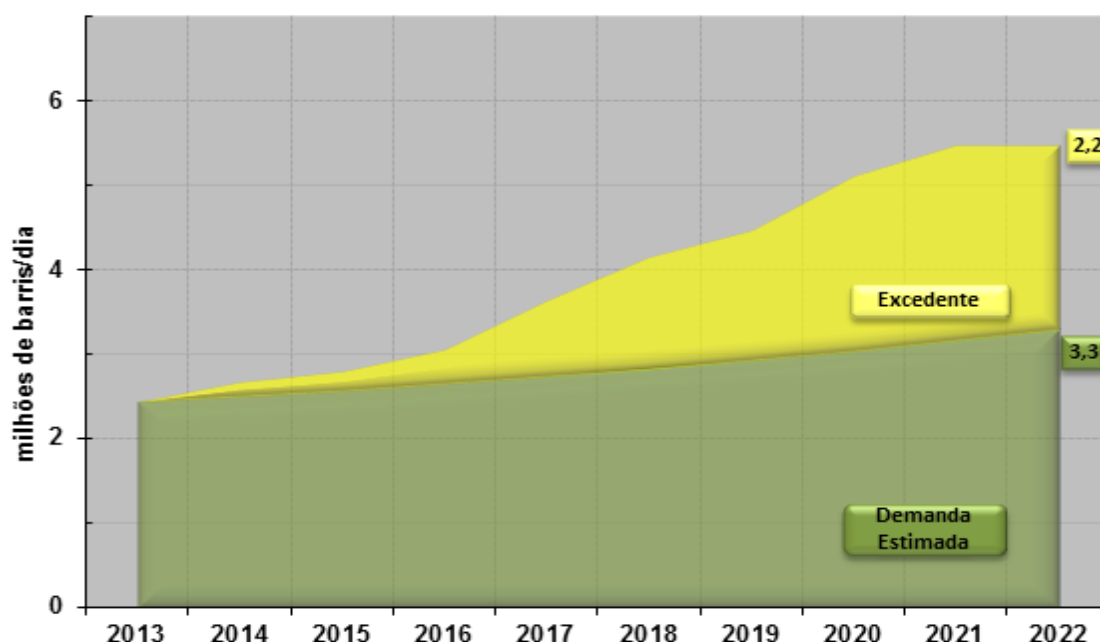
3.3 Possíveis excedentes de produção

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, tornando o Brasil um participante de peso na geopolítica do comércio de petróleo e derivados. Nesse sentido, a Tabela 115 e o Gráfico 104 apresentam a previsão de produção de petróleo junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo, baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE, e os excedentes de produção.

Tabela 115 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de barris diários										
Produção Potencial	2,12	2,68	2,80	3,05	3,63	4,14	4,46	5,11	5,46	5,47
Demanda Estimada	2,44	2,51	2,57	2,65	2,73	2,83	2,93	3,04	3,16	3,29
Excedente	-0,32	0,17	0,23	0,41	0,90	1,31	1,53	2,07	2,30	2,18

Fonte: EPE

Gráfico 104 – Comparação entre a previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil

Fonte: EPE

3.4 Demandas por FPSOs e conteúdo local na fabricação de equipamentos

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo apresentadas. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas plataformas do tipo FPSO⁸⁷.

A Tabela 116 apresenta a estimativa de entrada em operação de novas FPSO a cada ano e o acumulado até 2022, para suportar as previsões de produção de petróleo apresentadas neste Plano. Tal estimativa considera a previsão de produção anual de petróleo para cada Unidade Produtiva (UP) descontando-se a capacidade já instalada na mesma. O percentual adotado para o Conteúdo Local Médio resulta da média dos percentuais verificados nos contratos das UP em questão, considerando somente a fase de produção e os ambientes de E&P em águas profundas e ultraprofundas. Utiliza-se como padrão uma FPSO com capacidade produtiva de 150 mil bpd de petróleo, para os casos de UP sem a especificação de equipamentos associados durante a elaboração deste PDE.

Tabela 116 – Previsão de entrada de novas FPSOs

FPSO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
FPSO com CL	5	2	1	7	7	13	17	23	8	6
% CL médio	51	30	30	40	50	50	65	65	65	65
FPSO sem CL	2	1	0	0	1	3	0	1	0	0
Acumulado	7	10	11	18	26	42	59	83	91	97

Nota: FPSO sem CL = destinada às áreas de concessão da Rodada Zero⁸⁸, sem exigência de percentual mínimo de Conteúdo Local.

Fonte: EPE

⁸⁷ Além de FPSO, demandas específicas para outros tipos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) não foram estimadas neste PDE.

⁸⁸ Contratos de concessão da ANP com a Petrobras, celebrados de acordo com o Art. 34 da Lei 9.478/1997.

Observa-se que existe um pico no ano de 2020 onde se faz necessária a entrada em operação de 24 novas unidades. Para o período de 2013-2022, prevê-se a necessidade de 97 novas FPSO. Acredita-se que parte dessa demanda possa ser atendida através da tendência atual de padronização dos projetos de futuras FPSO e conversão de navios existentes, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção.

As estimativas na tabela acima incluem as FPSO previstas no PAC e nos Planos de Negócios das empresas operadoras.⁸⁹ Nos próximos oito anos, as seguintes FPSO estão previstas para entrar em operação, entre outras:

- 2013:
 - Cidade de Itajaí para o Campo de Baúna (80 mil bpd);
 - Cidade de São Paulo para o Piloto de Produção no Campo de Sapinhoá (120 mil bpd);
 - Cidade de Paraty para Lula Nordeste (Lula) (120 mil bpd);
 - P-63 para o Campo de Papa-Terra (140 mil bpd);
 - OSX-2 para o Campo de Tubarão Azul (100 mil bpd);
 - OSX-3 para o Campo de Tubarão Martelo (100 mil bpd); e
 - P-58 para o Parque das Baleias (180 mil bpd).
- 2014:
 - P-62 para o Campo de Roncador (180 mil bpd);
 - Cidade de Ilhabela para o Campo de Sapinhoá (150 mil bpd); e
 - Cidade de Mangaratiba para Iracema Sul (Lula) (150 mil bpd).
- 2015:
 - Iracema Norte para o Campo de Lula (150 mil bpd).
- 2016:
 - Lula Alto (150 mil bpd);
 - Lula Central (150 mil bpd);
 - Lula Sul (150 mil bpd);
 - Lula Norte (150 mil bpd);
 - Franco 1 (150 mil bpd);
 - Franco Sudoeste (150 mil bpd); e
 - Carioca 1 (150 mil bpd).
- 2017:
 - Lula Extremo Sul (150 mil bpd);
 - Lula Oeste (150 mil bpd);
 - Franco Sul (150 mil bpd);
 - Tartaruga Verde e Mestiça (100 mil bpd);
 - Iara Horst (150 mil bpd);
 - Parque dos Doces;
 - Franco Noroeste (150 mil bpd); e
 - Atlanta.
- 2018:
 - Nordeste de Tupi (150 mil bpd);
 - Iara Noroeste (150 mil bpd);

⁸⁹ Em alguns casos, as operadoras não informam a capacidade das FPSO. As previsões relativas às FPSO do Plano de Negócios 2013-2017 da Petrobras estão consideradas neste PDE.

- Sergipe Águas Profundas;
 - Maromba;
 - Carcará (150 mil bpd);
 - Sul do Parque das Baleias (150 mil bpd);
 - Entorno de Iara (150 mil bpd); e
 - Espadarte I (50 mil bpd).
- 2019:
 - Júpiter (100 mil bpd); e
 - Franco Leste (150 mil bpd).
- 2020:
 - Espadarte III; e
 - Florim (150 mil bpd).

Outro item relevante para a viabilização das previsões de produção de petróleo apresentadas neste PDE é a disponibilidade de sondas de perfuração de poços. Atrasos nos recebimentos de sondas acarretam atrasos nos cronogramas de perfuração e, por conseguinte, na realização dos planos de avaliação exploratória e de desenvolvimento de campos que sustentam as previsões de produção de petróleo e gás natural.

Nesse contexto, este PDE incorpora as significativas revisões de cronograma apresentadas no Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras, que considera atrasos de poucos meses até quase dois anos nos prazos contratuais estabelecidos com estaleiros internacionais para a construção de sondas. O descumprimento desses prazos não está relacionado com as exigências da Política de Conteúdo Local, visto que se trata de sondas importadas com Conteúdo Local igual a zero. As sondas encomendadas pela Petrobras no Brasil, com expressivo Conteúdo Local (55% a 65%) têm previsão de entrega a partir de 2016.

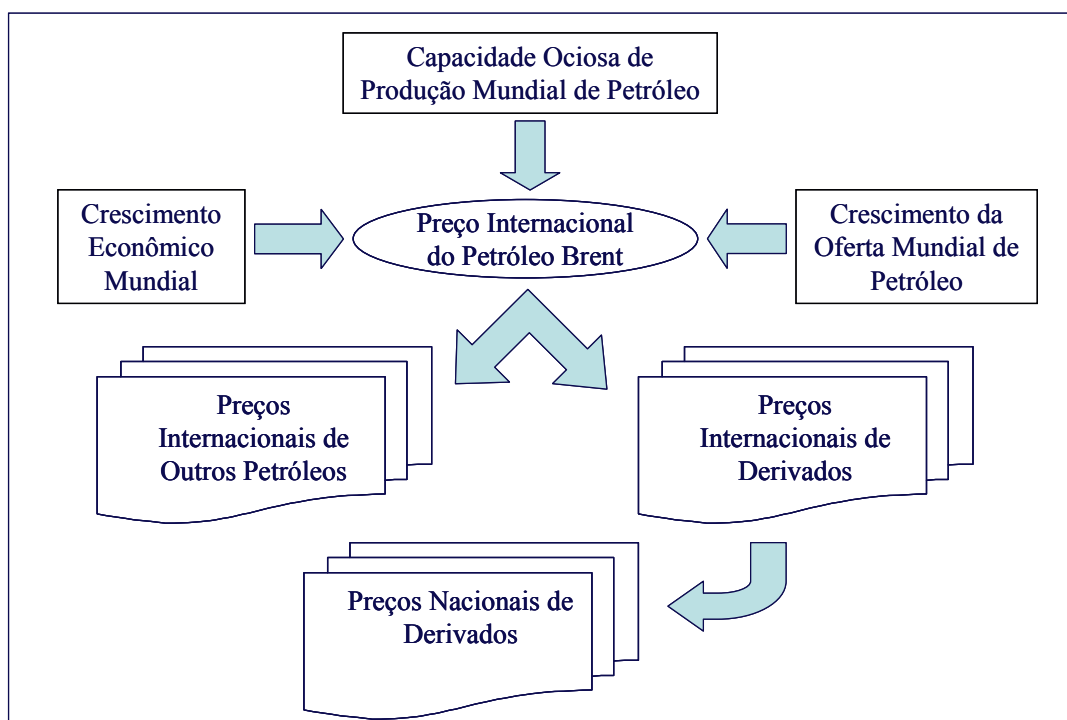
VI – OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos de expansão da oferta de derivados de petróleo no horizonte decenal. Inicialmente, é feito um resumo da análise elaborada quanto às perspectivas dos preços internacionais de alguns tipos de petróleo e de seus principais derivados, assim como dos preços nacionais destes derivados. Em seguida, são apresentados os resultados dos estudos referentes à expansão do parque nacional de refino e da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados, bem como as estimativas dos investimentos propostos.

1. Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados

Para projetar os preços de petróleos e seus derivados, utilizou-se um sistema de projeção desenvolvido pela EPE que busca uma consistência entre as trajetórias de preços dos petróleos e de derivados adotados no PDE 2022 e o cenário mundial, no que concerne a seus aspectos macroeconômicos, geopolíticos e de oferta de petróleo. A Figura 19 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.

Figura 19 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados



Fonte: EPE

As premissas de projeção do preço do petróleo *Brent* consideradas no PDE 2022 foram abordadas no Capítulo I. Os resultados obtidos para essa projeção são a seguir apresentados, juntamente com a dos demais tipos de petróleo.

Cabe ressaltar que as variáveis envolvidas na projeção de preços são muitas e com um amplo leque de possibilidades de evolução, fazendo com que a resultante final seja repleta de incertezas.

1.1 Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Metodologia

A lógica básica do sistema de projeção de preços internacionais de petróleo elaborado para o PDE 2022 foi a de estabelecer as relações entre os preços dos petróleos *Árabe Leve*, *Bonny Light*, *Marlim* e *Kissanje* (petróleo de Angola utilizado como uma *proxy* para o valor de mercado do petróleo do campo de Lula, assim como dos demais campos do Pré-sal que deverão entrar em produção no horizonte decenal)⁹⁰, e o preço do petróleo *Brent*, a partir de formulações econométricas.

As especificações dos modelos partiram do reconhecimento teórico de que o mercado de petróleo é integrado e que as motivações para diferenças de preços se justificam, sobretudo, por seus diferenciais de qualidade (em particular, grau API, teor de enxofre e TAN). Eventos regionais de mercado, que podem distorcer essa lógica geral (variações abruptas na disponibilidade de oferta de óleos leves e pesados e da capacidade operacional de conversão das refinarias, por exemplo), foram considerados transitórios. Isto porque, nesses casos, abrem-se oportunidades de negócios via arbitragens de preços, que funcionam como mecanismos de autoajustamento. No médio e no longo prazos, o modelo geral que explica os descontos/prêmios entre os petróleos acaba sendo, de fato, relacionado às diferenças de qualidade (vide, por exemplo, ESMAP, 2005).

Projeções de Preços

Na Tabela 117 e no Gráfico 105 são consolidadas as projeções dos preços dos petróleos considerados para o período decenal.

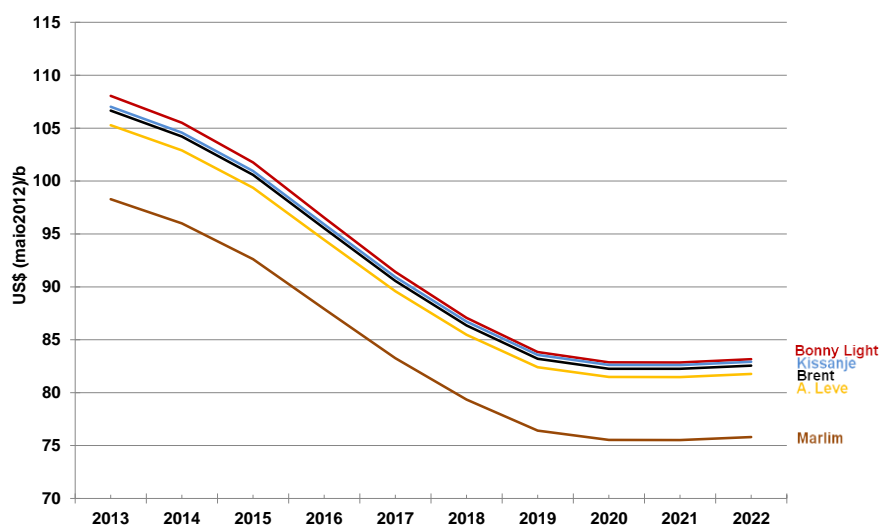
Tabela 117 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Ano	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
	US\$/b, valores de maio de 2012				
2013	106,66	105,28	108,05	98,29	107,02
2014	104,21	102,89	105,51	96,00	104,57
2015	100,59	99,37	101,77	92,62	100,96
2016	95,54	94,44	96,55	87,91	95,90
2017	90,56	89,59	91,41	83,26	90,92
2018	86,35	85,48	87,07	79,34	86,72
2019	83,21	82,41	83,83	76,42	83,57
2020	82,26	81,49	82,86	75,54	82,63
2021	82,25	81,48	82,85	75,52	82,61
2022	82,55	81,77	83,16	75,81	82,92

Fonte: EPE

⁹⁰ De acordo com a Petrobras (2007), após análise de testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) no bloco BM-S-11, localizado na bacia de Santos, estima-se que o campo de Lula tenha óleo leve de 28° API. Diante da falta de informações mais precisas sobre as demais características do petróleo do Pré-sal, decidiu-se projetar também preços de um óleo com características assemelhadas. Após avaliação da base Platts e em função das informações disponíveis, assumiu-se o petróleo angolano *Kissanje* (28° API) como uma *proxy* para o petróleo do Pré-sal.

Gráfico 105 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo



Fonte: EPE

1.2 Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Metodologia

A análise das perspectivas de preços abrangeu os principais derivados de petróleo, a saber: gasolina, óleo diesel, GLP (gás liquefeito de petróleo), óleo combustível BTE (baixo teor de enxofre), QAV (querosene de aviação) e nafta.

A projeção dos preços FOB⁹¹ internacionais destes derivados foi realizada em duas etapas. Primeiro, foram estabelecidas as correlações entre os preços históricos do petróleo tipo *Brent* e os preços de cada um dos derivados, através de regressão logarítmica. Definida a trajetória de longo prazo dos preços destes derivados, os diferenciais entre eles (*spreads*) foram ajustados de modo a incorporarem alguns efeitos de curto prazo não captados pela regressão⁹². Realizados esses ajustes, a perspectiva de médio e longo prazo é a do reequilíbrio dos balanços de oferta-demanda dos diversos derivados, fazendo com que os diferenciais tendam a se reequilibrar nos patamares históricos. Destaque-se que, face às conexões entre os mercados de petróleo e derivados (refletida na correlação entre as respectivas séries históricas de preços), as projeções dos preços dos derivados também estão sujeitas às inúmeras incertezas que dificultam as estimativas dos preços de petróleo.

⁹¹ *Free on Board* (FOB) nos mercados de referência.

⁹² O principal ajuste se deveu ao desequilíbrio entre oferta e demanda do óleo combustível. A oferta de óleo combustível diminuiu nos últimos anos em função de investimentos realizados no parque de refino mundial (através, por exemplo, da implantação de uma grande quantidade de unidades de coqueamento retardado), para ampliar a margem de refino ao aumentar a produção de derivados mais caros. Em meio a este contexto, a Rússia ajustou seu regime tributário no setor de forma a aumentar a tributação incidente sobre a exportação de óleo combustível, como ferramenta para estimular investimentos na modernização de seu parque de refino. Dessa forma, grande parte do comércio internacional de óleo combustível foi inflacionada. No que tange à demanda, destaca-se o aumento da demanda mundial de *bunker* e a substituição da geração nuclear de Fukushima (Japão), após o acidente no início de 2011, por usinas térmicas movidas a óleo combustível (o mesmo ocorreu com as térmicas a gás natural). Estes fatos contribuíram para a sobrevalorização do óleo combustível e consequente redução do *spread* entre os preços deste derivado e do petróleo tipo *Brent*. No sentido inverso, o GLP perdeu valor no mercado internacional, devido a sua maior oferta oriunda do aumento da produção de gás natural no mercado norte-americano. A redução do preço elevou o *spread* do GLP em relação ao preço do petróleo tipo *Brent*.

Os mercados de referência de preços utilizados nas projeções foram: *US Gulf Coast* (Costa do Golfo americana) para gasolina, óleo diesel, óleo combustível BTE e QAV, *Mont Belvieu* (Texas, Estados Unidos) para o GLP, e ARA (*Amsterdam-Rotterdam-Antwerp*) para a nafta.

Projeções de Preços

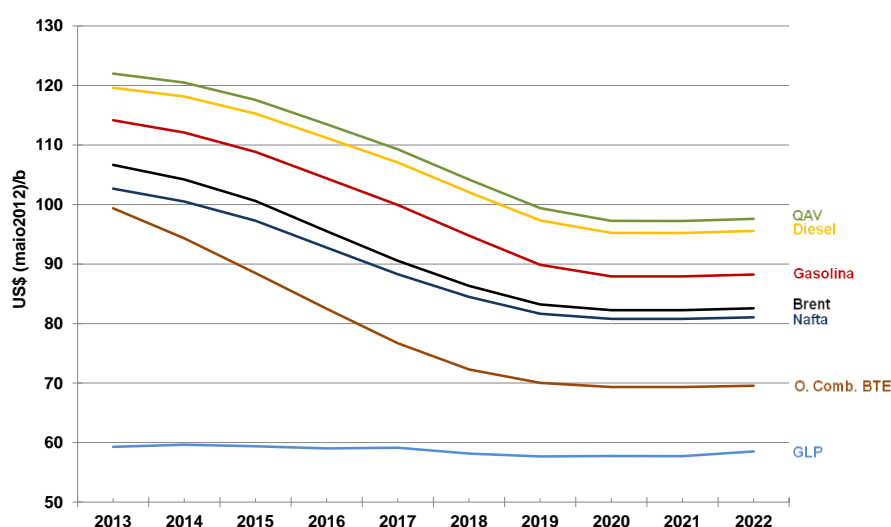
Na Tabela 118 e no Gráfico 106 são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos principais derivados de petróleo, para o período 2013-2022. No caso da projeção do GLP, cabe destacar que, em termos de preços por unidade volumétrica (US\$/b), os valores projetados são inferiores aos do *Brent*, já que sua densidade (550 kg/m³) é bem mais baixa que a do petróleo referido (887 kg/m³). O mesmo não ocorreria se as comparações de preços fossem feitas por unidade de massa ou de energia.

Tabela 118 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Ano	Brent	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
US\$/b, valores de maio de 2012							
2013	106,66	119,63	114,15	99,38	121,99	102,68	59,28
2014	104,21	118,15	112,10	94,31	120,50	100,50	59,65
2015	100,59	115,27	108,84	88,48	117,58	97,27	59,39
2016	95,54	111,21	104,41	82,48	113,48	92,75	59,02
2017	90,56	107,06	99,93	76,70	109,27	88,28	59,13
2018	86,35	102,08	94,77	72,30	104,22	84,48	58,16
2019	83,21	97,34	89,88	70,03	99,40	81,64	57,66
2020	82,26	95,23	87,93	69,34	97,25	80,78	57,74
2021	82,25	95,22	87,92	69,33	97,24	80,77	57,73
2022	82,55	95,57	88,23	69,55	97,60	81,05	58,51

Fonte: EPE

Gráfico 106 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo



Fonte: EPE

1.3 Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

Metodologia

As projeções dos preços nacionais dos derivados resultaram de três abordagens distintas, sendo uma para a gasolina, o diesel e a nafta, outra para o QAV e o óleo combustível BTE e uma terceira para o GLP. Vale ressaltar que as projeções apresentadas correspondem aos preços de realização ou *ex-refinaria* dos derivados, que se referem aos preços de faturamento praticados pelas refinarias, excluindo-se os tributos⁹³.

No caso da projeção dos preços nacionais da gasolina e do diesel, primeiro foram estimadas as paridades de exportação e importação, com base no custo médio de frete para claros, na rota *US Gulf* - Rio de Janeiro. Este custo médio de frete foi abatido ou acrescido aos preços internacionais de diesel e gasolina, conforme a situação do País (exportador ou importador) em cada ano⁹⁴ e, em seguida, foram feitos ajustes nos valores assim obtidos, de modo a espelharem o comportamento histórico e a expectativa da política de preços para estes derivados⁹⁵. O método da paridade também foi aplicado à projeção de preço da nafta⁹⁶, utilizando-se como referência o custo médio de frete para claros na rota *Rotterdam* – Rio de Janeiro.

Para a projeção dos preços do óleo combustível BTE e do QAV, foi adotada uma abordagem econométrica, com as correlações estabelecidas entre os preços internacionais e os preços nacionais *ex-refinaria*⁹⁷.

Para o GLP, na medida em que o preço doméstico deste produto vem sendo mantido desatrelado dos preços internacionais desde meados de 2002, devido a seu grande impacto social, adotou-se, para sua projeção, um cenário compatível com tal situação, assumindo-se que o preço médio do GLP no País ainda deverá ser mantido abaixo de sua paridade de importação, pelo menos durante os próximos anos.

Projeções de Preços

Na tabela e gráfico que se seguem, são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período decenal.

⁹³ A ANP apresenta os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, querosene de aviação (QAV), gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo combustível A1, óleo combustível A2 e óleo combustível B1. Nesses preços, estão incluídas as parcelas relativas à CIDE, PIS/PASEP e COFINS. O preço de realização aqui apresentado é obtido pela fórmula: $A = D - B - C$, onde A é o preço de realização, D é o preço de faturamento, B é a CIDE e C são as contribuições sociais (PIS/PASEP e COFINS) (ANP, 2012).

⁹⁴ Vale notar que, no longo prazo, o preço do diesel se torna inferior ao preço da gasolina no mercado nacional, pois o país se torna exportador líquido de diesel, mas se mantém importador de gasolina.

⁹⁵ A Petrobras e o governo brasileiro têm adotado uma política de amortecimento da volatilidade de preços dos combustíveis de maior sensibilidade socioeconômica, como o GLP (13 kg), o diesel e a gasolina. Este princípio está contemplado no prospecto Petrobras (2002).

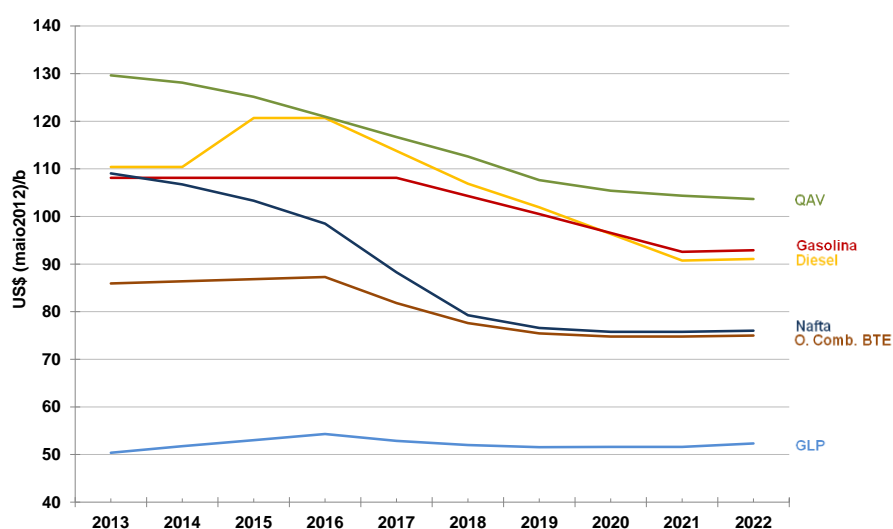
⁹⁶ No início do horizonte de projeção, o preço nacional da nafta é obtido através da estimativa de paridade de importação e, a partir de 2018, passa a seguir a paridade de exportação, já que o produto passa a ter excedentes exportáveis.

⁹⁷ Recentemente, a já mencionada valorização mundial de óleo combustível não foi repassada aos preços domésticos. Dessa forma, assumiu-se que a projeção do preço deste derivado no Brasil também não deve acompanhar sua precificação do mercado internacional no curto prazo, retornando-se à aderência aos preços internacionais no longo prazo.

Tabela 119 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

Ano	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
US\$/b, valores de maio de 2012						
2013	110,39	108,10	85,93	129,63	109,04	50,37
2014	110,39	108,10	86,38	128,11	106,73	51,75
2015	120,68	108,10	86,83	125,14	103,30	53,01
2016	120,68	108,10	87,28	120,96	98,50	54,30
2017	113,78	108,10	81,81	116,67	88,28	52,87
2018	106,87	104,31	77,62	112,60	79,24	51,99
2019	101,91	100,51	75,44	107,63	76,58	51,55
2020	96,33	96,54	74,78	105,41	75,77	51,62
2021	90,74	92,58	74,77	104,35	75,77	51,61
2022	91,08	92,91	74,98	103,66	76,02	52,31

Fonte: EPE

Gráfico 107 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo

Fonte: EPE

2. Expansão do Parque Nacional de Refino

Dentro do horizonte coberto pelo PDE 2022, considerou-se que a Petrobras e seus eventuais parceiros serão os únicos investidores em novas unidades ou refinarias no País.

Pressionado internamente pelo crescimento da demanda de derivados, em particular de óleo diesel, e por exigências cada vez mais rigorosas em termos de qualidade dos derivados, o setor brasileiro de refino tem sido compelido a investir, não só em unidades de conversão e tratamento, para adequar a produção nacional à demanda interna e às novas especificações, como em novas refinarias.

Já nos anos iniciais deste estudo, o aumento dos excedentes de petróleo nacional e a necessidade de importação de quase todos os principais derivados indicam claramente que há espaço para ampliação e adequação do parque nacional de refino, desde que esses investimentos se revelem economicamente viáveis para o investidor, ou que sejam considerados indispensáveis para a segurança do abastecimento do país. Ademais, cabe ressaltar que, para atender satisfatoriamente à demanda, o parque nacional de refino deverá utilizar processos mais sofisticados de conversão e tratamento, focando a produção em destilados, principalmente para consumo interno.

Tendo em vista que a modernização do parque atual e a construção de novas refinarias, programadas pela Petrobras e seus eventuais parceiros para entrar em operação no decênio, mostram-se mais que suficientes para o atendimento do mercado nacional de derivados a partir de 2018 (à exceção da gasolina e do coque verde, como será mostrado posteriormente), os estudos aqui desenvolvidos limitaram-se a analisar a adequação destas novas configurações ao mercado a atender, buscando, também, otimizar a alocação de petróleo e identificar possíveis gargalos que impeçam a operação adequada do sistema de abastecimento. Ressalte-se que as datas de entrada em operação das novas refinarias, adotadas neste estudo, são as mesmas que constam do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC (BRASIL, 2012) e do Plano de Negócios e Gestão 2013-2017 da Petrobras (PETROBRAS, 2013) e, tanto as datas quanto as configurações de suas plantas poderão, futuramente, sofrer alterações, em função de revisões a serem realizadas pela Petrobras e seus eventuais parceiros.

Cabe acrescentar que os estudos desenvolvidos visando à expansão do parque nacional de refino devem necessariamente contemplar três objetivos estratégicos para o País:

- priorizar o abastecimento nacional de derivados de petróleo, principalmente os considerados mais nobres (médios e especiais⁹⁸);
- privilegiar, nas novas refinarias, o processamento dos petróleos nacionais mais pesados, de forma que o excedente de petróleo exportável seja de melhor qualidade e, por consequência, de mais fácil colocação e maior valor de mercado;
- processar localmente o petróleo nacional excedente, sempre que, no longo prazo, as margens previstas indiquem ser esta uma alternativa viável e vantajosa, tanto para os investidores quanto para o País.

2.1 Metodologia e premissas adotadas para o abastecimento

Para as simulações do parque nacional de refino, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (PLANDEPE), um modelo de programação mista multiperiodal, desenvolvido pela EPE, que permite realizar estudos sobre o parque de refino em diferentes contextos, bem como analisar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo.

Oferta de Matérias-Primas para as Refinarias

Nas análises efetuadas, toda produção estimada de petróleos nacionais é ofertada para o consumo das refinarias locais, podendo ser parcialmente exportada, sempre que esta alternativa for

⁹⁸ Incluem derivados não energéticos, tais como lubrificantes.

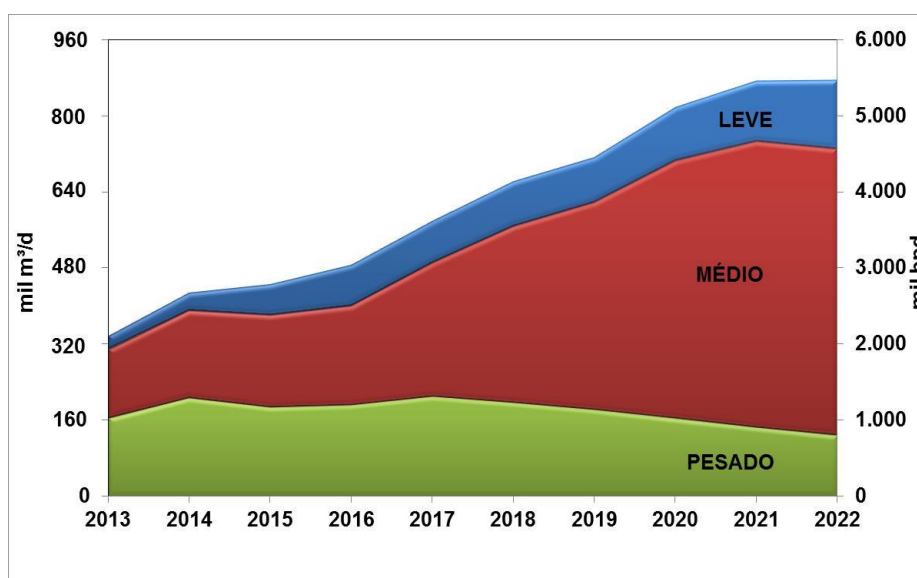
considerada favorável em termos econômicos. Para tanto, a demanda existente no mercado externo é considerada capaz de absorver todos os excedentes de petróleo nacional, sem desconto de preço em função da quantidade exportada.

Por simplificação, assumiu-se que os petróleos de produção doméstica podem ser agregados em nove⁹⁹ grupos representativos, quer para suprimento do parque de refino, quer para exportação.

Três¹⁰⁰ grupos de petróleos importados somam-se aos oito nacionais e completam o elenco ofertado ao parque nacional de refino.

A projeção da produção nacional de petróleo, já descrita no Capítulo IV, e seu perfil de qualidade são apresentados no Gráfico 108.

Gráfico 108 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo



Fonte: EPE

Atualmente, as refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN encontram-se em condições de processar óleo vegetal pelo processo H-Bio, em decorrência de investimentos realizados em 2007. Entretanto, essa matéria-prima não foi considerada como oferta, uma vez que a decisão por seu processamento depende das condições de mercado, sendo necessário que o preço do óleo vegetal seja igual ou inferior ao preço do óleo diesel, o que não se prevê que vá ocorrer no período em estudo.

Demanda de Derivados

A Tabela 120 apresenta, com base no Capítulo II, a projeção da demanda nacional de derivados, incluindo a demanda de *bunker* para aviões e navios estrangeiros abastecidos no País¹⁰¹, a ser

⁹⁹ As correntes de petróleos nacionais que compõem os grupos de petróleo estão relacionados no Anexo II da Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000), atualizada pelo Despacho ANP nº 584/2012 (ANP, 2012b).

¹⁰⁰ Atualmente, apesar de a produção nacional exceder a totalidade da capacidade instalada de refino no país, uma parcela do petróleo refinado ainda é de origem importada, especialmente em função do consumo compulsório de petróleo Árabe Leve na REDUC, visando à produção de lubrificantes básicos. Existe também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode exigir alguma importação de petróleo, para otimizar o atendimento do mercado nacional de derivados, especialmente o de diesel. Por fim, existe a possibilidade de processamento de petróleo importado na Refinaria General Abreu e Lima (RNEST), caso seja confirmada a parceria com a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

¹⁰¹ O atendimento da demanda de *bunker* para aeronaves estrangeiras é obrigatório, enquanto o de navios estrangeiros é opcional, tendo sido limitado ao excedente de produção de óleo combustível.

atendida opcionalmente pela produção do parque nacional de refino ou, complementarmente, por importação.

Tabela 120 – Demanda nacional de derivados

Produto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	mil m ³ /d									
GLP	37,5	38,4	39,3	40,1	41,0	41,9	42,8	43,7	44,6	45,5
Nafta	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4
Gasolina	93,1	93,3	92,7	93,1	95,4	98,4	101,6	106,7	112,7	118,1
QAV	20,9	22,3	22,9	24,5	25,3	26,7	28,1	29,6	31,2	32,9
Diesel	153,7	159,3	166,1	173,3	180,2	187,3	193,5	200,4	207,2	215,2
Óleo Combustível	23,4	23,7	24,6	25,5	26,6	26,9	25,3	26,6	25,2	24,7
Coque	20,0	20,9	21,3	22,0	22,9	23,8	24,8	25,9	27,2	28,3
Outros ⁽¹⁾	27,2	28,3	29,5	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,4	41,4
Total	414,0	424,6	434,8	447,8	462,1	477,3	490,1	508,8	525,8	544,4

Nota: (1) Inclui gás de refinaria, outros energéticos de petróleo, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros derivados não energéticos.

Fonte: EPE

Especificações de produtos

A gasolina e o óleo diesel passarão a ter especificações mais rígidas de teor de enxofre, visando o atendimento dos limites de emissões veiculares preconizados no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE). Considerou-se, como premissa, que o limite máximo do teor de enxofre da gasolina será reduzido de 800 ppm para 50 ppm, a partir de 2014 (ANP, 2009) e que este valor manter-se-á o mesmo, durante todo o horizonte coberto pelo PDE.

Por outro lado, o limite máximo do teor de enxofre no diesel comercializado no País vem sendo reduzido gradativamente desde 2009, conforme cronograma estabelecido no acordo judicial assinado pela Petrobras, as montadoras e demais órgãos envolvidos, em decorrência do não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002 (BRASIL, 2002; BRASIL, 2008). Esse acordo prevê os seguintes tipos de diesel automotivo, classificados em função dos respectivos limites máximos de teor de enxofre:

- Diesel 10 ppm (S-10), para veículos pesados novos, produzidos a partir de 2012;
- Diesel 50 ppm (S-50), para algumas regiões metropolitanas e para frotas cativas de ônibus urbanos, conforme cronograma definido;
- Diesel 500 ppm (S-500), para as demais aplicações de uso automotivo;
- Diesel 1.800 ppm (S-1800), internacionalmente conhecido como *off-road*, para uso ferroviário, agropecuário, industrial e para geração de energia elétrica.

Além destes tipos de diesel, existe ainda o diesel marítimo – não coberto pelo acordo citado – que tem teor de enxofre máximo especificado em 5.000 ppm.

Recentemente, no entanto, a Petrobras anunciou que, a partir de 2013, substituirá integralmente o diesel S-50 pelo diesel S-10, a fim de otimizar sua logística de entrega (PETROBRAS, 2010). Além

disso, anunciou que paulatinamente substituirá o diesel S-1800, destinado a atividades agropecuárias¹⁰², pelo diesel S-500.

Tendo em vista que a regulação ambiental de diversos países tem previsto, progressivamente, a adoção do teor máximo de 10 ppm para o enxofre para todos os tipos de diesel (automotivos e *off-road*), é de se supor que, dentro do horizonte decenal, haverá orientações legais adicionais acerca do teor de enxofre do diesel brasileiro após 2014. Assim, considerou-se o seguinte cenário para a evolução do teor de enxofre do diesel no País:

- i) 2013: substituição total do diesel S-50 pelo diesel S-10 e início da substituição do diesel S-1800 pelo diesel S-500;
- ii) De 2014 a 2022: transição de qualidade, onde:
 - a) o diesel S-10 substitui gradativamente o diesel S-500 em regiões metropolitanas não explicitadas no acordo;
 - b) o diesel S-1800, também de forma gradativa, é substituído integralmente pelo diesel S-500.

Neste cenário, em 2022, coexistirão apenas os tipos de diesel S-10 e S-500 (automotivos e *off-road*), além do diesel marítimo S-5000. Além do teor de enxofre, outras características relacionadas ao desempenho do motor ciclo Diesel também deverão evoluir no tempo, como é o caso do número de cetano e da densidade. Nas restrições do modelo, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado explicitamente como limitante à produção de diesel.

Outros parâmetros

Conforme já observado, assumiu-se como premissa que, no horizonte deste estudo, já foram definidos os investimentos em modernização e expansão do parque nacional de refino. Além disso, o modelo também considera outros parâmetros, tais como:

- os custos de transporte;
- o consumo próprio de combustíveis e consumo de nafta ou gás natural para geração de hidrogênio;
- a produção de derivados de gás natural e de xisto produzidos respectivamente nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e na Usina de Industrialização do Xisto (SIX);
- a produção de GLP e gasolina nas centrais petroquímicas; e
- os preços já apresentados de importação e exportação de petróleo e derivados.

2.2 Evolução do parque de refino atual

O parque nacional de refino é formado atualmente por doze refinarias da Petrobras¹⁰³ e três refinarias privadas¹⁰⁴, com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de 330 mil

¹⁰² As atividades agropecuárias respondem por 77% da demanda de diesel para uso *off-road*.

¹⁰³ Refinaria de Paulínia (REPLAN), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Henrique Lage (REVAP), Refinaria Duque de Caxias (REDUC), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPARG), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria de Capuava (RECAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) e a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

metros cúbicos por dia, equivalentes a cerca de 2 milhões de barris por dia¹⁰⁵. Neste item, é apresentada a evolução esperada destas refinarias até 2022, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor. No momento, não há previsão de investimentos em nenhuma das refinarias privadas.

Desde meados da década de 2000, as refinarias da Petrobras vêm passando por processos de adequação, para produzir combustíveis menos poluentes, elevar sua capacidade de processar petróleos pesados e melhorar seu desempenho operacional. A maior parte dos empreendimentos em conversão e tratamento encontra-se concluída. Nos próximos anos, os investimentos serão voltados principalmente para a construção de novas unidades de hidrotratamento (HDT) de instáveis, com foco na produção de diesel de baixo teor de enxofre. Também ocorrerão alguns investimentos em unidades de Reforma Catalítica (RC), todavia inexpressivos, conforme mostra a Tabela 121.

Tabela 121 – Capacidade adicional de unidades de processo no parque de refino atual

Refinaria	Ano de Entrada	Reforma Catalítica (RC)	HDT de instáveis (HDT)
		m ³ /d	
REPLAN	2013	2.620	10.000
	2017	-	10.000
RLAM	2020	-	8.500
REDUC	2017	-	7.500
REPAR	2020	-	6.000
REFAP	2014	-	6.000
	2020	-	4.000
RPBC	2020	-	10.000
REGAP	2013	-	4.500
	2017	1.500	-
REMAN	2016	800	2.500
Total		4.920	69.000

Nota: Foram consideradas unidades de HDT com data de entrada fora do horizonte do Plano de Negócios e Gestão 2013-2017 da Petrobras.

Fonte: Brasil (2012a).

Adicionalmente, o projeto de modernização da REPLAN prevê ainda, em 2013, uma unidade de HDT de nafta de coque de 6.000 m³/d e uma unidade de HDT de gasolina de 8.000 m³/d. Está prevista também uma pequena ampliação de 300 m³/d da capacidade de processamento de petróleo na REMAN, em 2016, juntamente com a implantação de uma unidade de craqueamento térmico de 1.500 m³/d e uma de HDT de nafta de 1.500 m³/d, ambas no mesmo ano.

2.3 Novas refinarias previstas

As novas refinarias previstas no País foram consideradas de acordo com as informações obtidas, até o presente momento, da Petrobras. Em particular, conforme já informado, as datas de entrada em operação são as mesmas que constam do PAC (BRASIL, 2012) e do Plano de Negócios e Gestão 2013-2017 da Petrobras (PETROBRAS, 2013).

¹⁰⁴ Refinaria Riograndense (cujos sócios são a Ultrapar Participações, a Braskem e a Petrobras), Univen e Dax Oil. A Refinaria de Manguinhos foi desativada em 2012, pois o governo do Estado do Rio de Janeiro declarou o imóvel ocupado por essa refinaria de utilidade pública e de interesse social, para fins de desapropriação, por meio do Decreto nº 43.892/2012 (RIO DE JANEIRO, 2012).

¹⁰⁵ Para fins do presente relatório, todas as capacidades de processamento estão expressas em metros cúbicos ou barris por dia de operação.

A Petrobras está construindo uma nova refinaria no Complexo Industrial e Portuário de Suape, Ipojuca (PE), denominada Refinaria General Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste (RNEST). O empreendimento, que poderá contar com a parceria eventual da estatal venezuelana Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)¹⁰⁶, tem capacidade nominal para processar até 36.567 m³/d (230.000 bpd) de petróleo, em dois trens iguais. O início de operação do 1º trem está previsto para novembro de 2014, enquanto o 2º trem deverá estar implantado em maio de 2015¹⁰⁷. A planta deverá estar capacitada para refinar óleos pesados, extraídos basicamente do campo de Marlim, na bacia de Campos, e, eventualmente, de outras origens, como o produzido no campo de Carabobo pela Planta de Processamento de Petróleo Extrapesado, que processa petróleos da faixa do rio Orinoco, na Venezuela.

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em construção em Itaboraí (RJ), foi planejado como uma refinaria de petróleo voltada para a produção de derivados petroquímicos. Seu projeto inicial foi alterado, em função da evolução do mercado, e o novo projeto será constituído por dois módulos. O primeiro módulo, com capacidade de 26.233 m³/d (165.000 bpd), está previsto para entrar em operação em abril de 2015 e o segundo, com capacidade de 47.695 m³/d (300.000 bpd), em janeiro de 2018. Ambos os módulos serão compostos de unidades de destilação, coqueamento retardado, hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento de nafta e hidrotratamento de diesel.

O COMPERJ ofertará derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, diesel e coque. Ressalta-se que esta refinaria, por possuir uma unidade de HCC em seu esquema de refino, estará capacitada a produzir diesel com teor de enxofre inferior a 10 ppm. Ainda se encontra em avaliação a produção de petroquímicos básicos no COMPERJ, com a eventual construção de uma unidade de reforma catalítica para a produção de aromáticos, bem como de uma unidade de pirólise, esta com matéria-prima proveniente do gás natural da bacia de Santos.

A Petrobras prevê ainda a construção de outras duas refinarias, totalizando 143.088 m³/d (900.000 bpd), com esquemas de refino também voltados para a produção de derivados médios (diesel e QAV) e sem produção de gasolina, em função das expectativas de mercado, tanto nacional quanto internacional. Por visarem à produção de derivados de alta qualidade, que atendam aos padrões ambientais mais restritivos, foram denominadas Refinarias Premium, devendo ambas processar uma mistura de petróleos nacionais. Essas novas refinarias também serão construídas em módulos e, em função das informações disponíveis, adotou-se, no presente estudo, os seguintes dados e prazos, sujeitos a futuras confirmações:

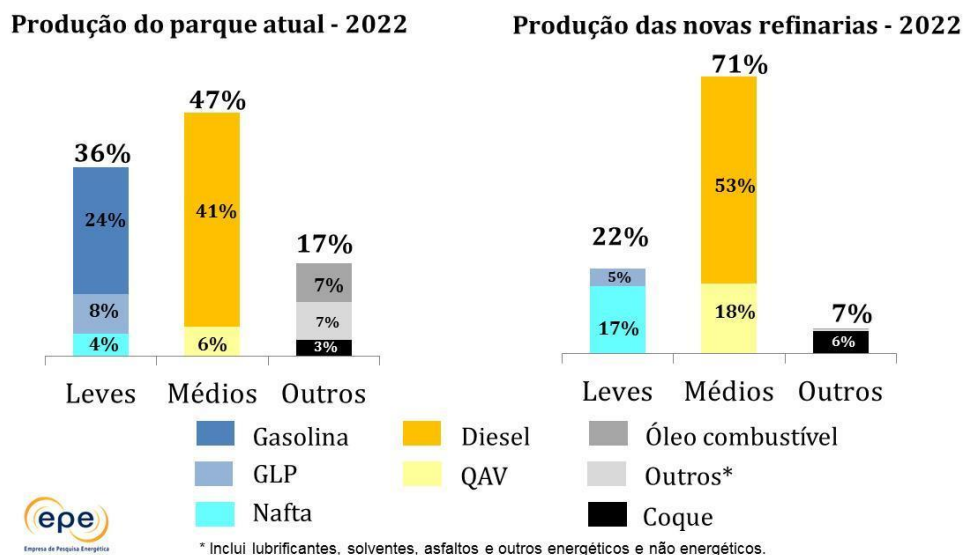
- Refinaria Premium I: no município de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar 95.392 m³/d (600.000 bpd) de petróleo, com dois módulos de 47.696 m³/d (300.000 bpd), o primeiro com início de operação previsto para outubro de 2017 e o segundo, para outubro de 2020;
- Refinaria Premium II: no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar 47.696 m³/d (300.000 bpd) de petróleo, com entrada prevista para dezembro de 2017.

¹⁰⁶ O projeto de parceria, caso venha a se concretizar, deverá ter participação societária de 60% da Petrobras e 40% da PDVSA (BOSCO, 2009). Todavia, ainda há pendências relacionadas à apresentação de garantias junto ao BNDES (SANTOS; SCHÜFFNER, 2012).

¹⁰⁷ Tendo em vista que o PLANDEPE é um modelo com períodos de tempo anuais, assumiu-se que, em 2014, somente cerca de 17% da capacidade do 1º trem da RNEST estará disponível, já que o mesmo deverá entrar em operação apenas em novembro deste ano. Este mesmo procedimento foi utilizado em todos os casos em que a entrada em operação de algum módulo de nova refinaria não está prevista para ocorrer no início do ano considerado.

A Figura 20 mostra o perfil de produção do parque de refino atual e das novas refinarias, ao final do horizonte deste estudo.

Figura 20 – Perfil de produção das refinarias em 2022



Fonte: EPE.

2.4 Investimentos programados

A Tabela 122 apresenta o valor consolidado dos recursos a serem aplicados em ampliações de capacidade e na instalação de novas unidades nas refinarias existentes, bem como os valores dos investimentos em novas plantas.

Tabela 122 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Valor (US\$ bilhões)
Parque de refino atual (ampliações)	22,3
RNEST	16,2
COMPERJ ¹⁰⁸	20,9
Premium I ¹⁰⁹	21,3
Premium II	10,5
Total	91,2

Fonte: Brasil (2011a) e Brasil (2011b).

2.5 Evolução do parque nacional de refino

Considerou-se uma modernização do parque nacional de refino atual, até o ano de 2022, de acordo com o calendário indicado pela Petrobras (PETROBRAS, 2013) das ampliações de capacidade e da construção de novas unidades nas refinarias existentes. Além disso, foram considerados:

- o início da operação do primeiro e do segundo trens da RNEST, respectivamente em 2014 e 2015;

¹⁰⁸ Corresponde a uma estimativa preliminar realizada pela EPE, já que o projeto encontra-se em reavaliação pela Petrobras.

¹⁰⁹ Corresponde aos dois módulos da refinaria.

- o início da operação da primeira e da segunda fases do COMPERJ, respectivamente em 2015 e 2018;
- o início da operação do primeiro e do segundo módulos da Premium I, respectivamente em 2017 e 2020;
- o início da Premium II em 2017.

Com isso, a capacidade nominal de refino no País atingirá, em 2022, o total de cerca de 590 mil m³/dia por dia (aproximadamente 3,7 milhões de barris por dia), conforme detalhado na Tabela 123.

Tabela 123 – Capacidade nominal de refino em 2022

	mil m ³ /d	mil bpd
Parque de refino atual	332,4	2.091
Ampliações no parque de refino atual	0,3	2
RNEST	36,6	230
COMPERJ	73,9	465
PREMIUM I	95,4	600
PREMIUM II	47,7	300
Total	586,3	3.688

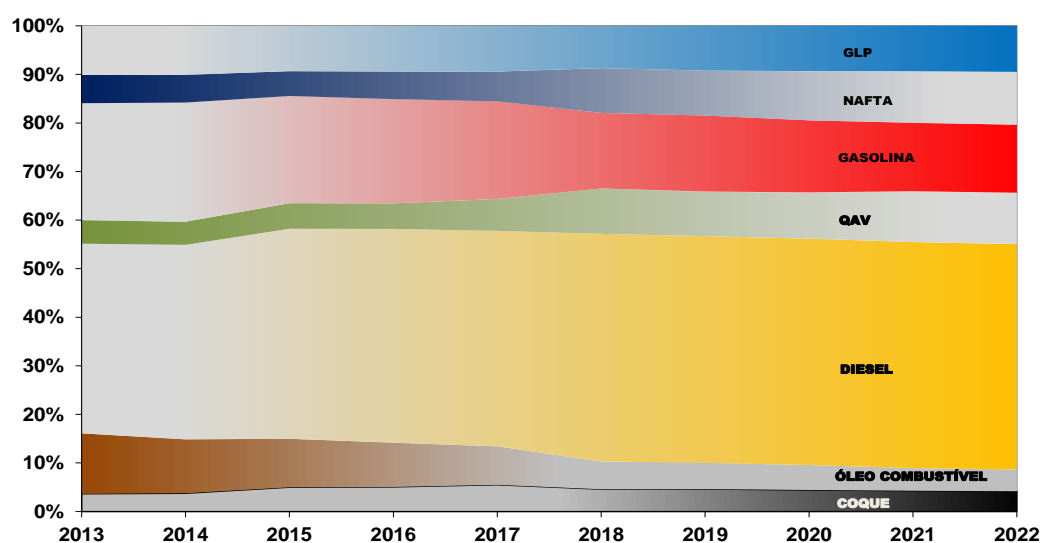
Fonte: EPE

2.6 Resultados

2.6.1 Balanço entre oferta e demanda de derivados e perfil de produção

O Gráfico 109 e a Tabela 124 mostram, respectivamente, a evolução do perfil da produção e o balanço entre oferta e demanda de derivados.

Gráfico 109 – Perfil da produção de derivados



Fonte: EPE

Tabela 124 – Balanço dos principais derivados de petróleo

Discriminação		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
		mil m³/d									
GLP	Produção	31,1	31,4	32,5	33,7	36,3	43,9	46,2	48,7	52,1	52,9
	Refinarias ⁽¹⁾	24,5	24,2	25,8	26,4	28,0	33,7	33,9	34,2	36,5	36,6
	UPGN ⁽²⁾	6,6	7,2	6,7	7,4	8,3	10,1	12,3	14,4	15,6	16,3
	Demanda	37,5	38,4	39,3	40,1	41,0	41,9	42,8	43,7	44,6	45,5
	Saldo líquido	(6,4)	(7,0)	(6,7)	(6,4)	(4,7)	2,0	3,4	5,0	7,5	7,4
Nafta	Produção	17,9	17,9	17,8	20,4	23,7	46,5	46,5	51,6	58,9	60,5
	Demanda	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4
	Saldo líquido	(20,5)	(20,5)	(20,6)	(18,0)	(14,7)	8,1	8,2	13,2	20,5	22,1
Gasolina	Produção	74,0	76,5	77,1	77,0	77,6	78,5	78,6	78,4	78,5	78,1
	Demanda	93,1	93,3	92,7	93,1	95,4	98,4	101,6	106,7	112,7	118,1
	Saldo líquido ⁽³⁾	(19,1)	(16,8)	(15,7)	(16,1)	(17,8)	(19,9)	(23,0)	(28,3)	(34,2)	(40,0)
QAV	Produção	14,9	14,9	18,3	18,9	25,3	47,2	45,9	47,8	57,9	58,9
	Demanda	20,9	22,3	22,9	24,5	25,3	26,7	28,1	29,6	31,2	32,9
	Saldo líquido	(6,0)	(7,5)	(4,6)	(5,6)	0,0	20,5	17,8	18,2	26,7	25,9
Diesel	Produção	120,0	124,9	150,7	157,8	171,1	236,3	234,3	240,2	258,7	258,4
	Demanda	153,7	159,3	166,1	173,3	180,2	187,3	193,5	200,4	207,2	215,2
	Saldo líquido	(33,6)	(34,4)	(15,3)	(15,5)	(9,0)	49,0	40,9	39,8	51,6	43,3
	Importação ⁽⁴⁾	33,6	34,4	15,3	15,7	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Exportação ⁽⁵⁾	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	49,0	40,9	39,8	51,6	43,3
Óleo Combustível	Produção	38,3	34,6	34,9	32,7	30,5	28,8	27,1	27,2	25,9	25,0
	Demanda	23,4	23,7	24,6	25,5	26,6	26,9	25,3	26,6	25,2	24,7
	Saldo líquido	14,9	11,0	10,3	7,2	3,9	1,9	1,8	0,6	0,7	0,3
Coque	Produção	11,2	11,7	17,4	18,1	21,2	23,1	23,2	22,8	23,8	23,3
	Demanda	20,0	20,9	21,3	22,0	22,9	23,8	24,8	25,9	27,2	28,3
	Saldo líquido	(8,8)	(9,2)	(4,0)	(3,9)	(1,7)	(0,7)	(1,6)	(3,1)	(3,4)	(5,0)
Total	Produção	307,3	311,8	348,7	358,6	385,7	504,3	501,9	516,7	555,8	557,1
	Demanda	386,8	396,3	405,3	417,0	429,8	443,3	454,4	471,4	486,4	503,0
	Saldo líquido	(79,5)	(84,5)	(56,6)	(58,4)	(44,1)	60,9	47,4	45,3	69,4	54,1
	Importação	94,4	95,5	66,9	65,8	49,9	23,2	27,2	33,5	40,8	48,4
	Exportação	14,9	11,0	10,3	7,4	5,9	84,1	74,6	78,8	110,1	102,5

Notas: (1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético.

(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias. Estes valores poderão sofrer variações significativas, dependendo da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, bem como do crescimento do mercado não térmico deste combustível.

(3) O déficit de gasolina observado em todo período pode ser reduzido a depender da decisão de se produzir mais gasolina via reforma do excedente de nafta ou alquilação ou, ainda, pela mistura da nafta excedente com correntes de alta octanagem importadas.

(4) Ocorrem importações de diesel S-500 no período de 2013 a 2017, atingindo um volume máximo de 20,9 mil m³/d no ano de 2013, além de importações de cerca de 12,7 mil m³/d de diesel S-10 em 2013, que decrescem até 2017, não havendo mais importações deste tipo de diesel a partir de 2018.

(5) Ocorrem exportações de diesel S-10 a partir de 2018, atingindo um volume máximo de 51,6 mil m³/d em 2021, além de exportações de diesel S-50 entre 2018 e 2020, com um máximo de 8,0 mil m³/d em 2020.

Fonte: EPE

2.6.2 Balanço nacional dos principais derivados

O País mantém-se como importador líquido de derivados até 2017, havendo, todavia, excedentes expressivos de óleo combustível no mesmo período. A partir de 2018, com a operação plena do 1º trem da Refinaria Premium I e da Refinaria Premium II e com a entrada do 2º trem do COMPERJ, o País passa a ser exportador líquido de derivados, exportando todos os principais derivados, à exceção da gasolina e do coque, que permanecem com perfil importador até o final do período.

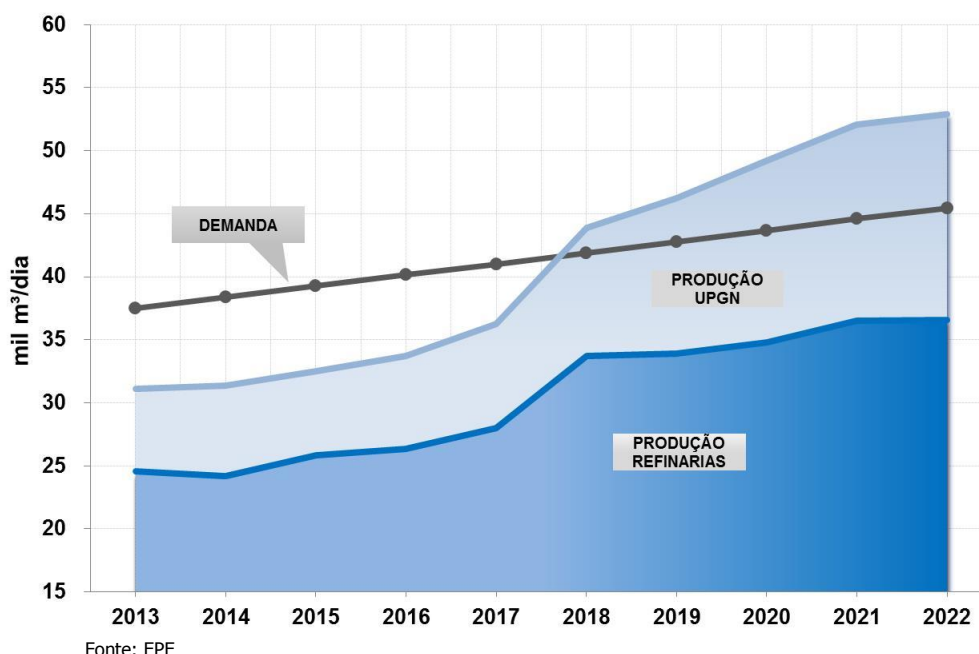
Vale ressaltar que a entrada de novas refinarias é voltada principalmente para a produção de médios. Nesse sentido, há uma redução significativa da importação de diesel no ano de 2015, decorrente da conclusão da RNEST e do início de operação do 1º trem do COMPERJ.

São apresentados a seguir os balanços dos principais derivados de petróleo (Gráfico 110 a Gráfico 116).

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

A produção de GLP cresce com o aumento do processamento de gás natural em plantas de UPGN e em decorrência das novas unidades de conversão e de tratamento no parque atual das novas refinarias. Com o aumento expressivo da capacidade nacional de refino em 2018, aliado ao acréscimo da produção das UPGNs, o País passa a ter excedentes de GLP, que, no final do decênio, chegam a cerca de 8 mil m³/d (50 mil bpd).

Gráfico 110 – Balanço de GLP



NAFTA

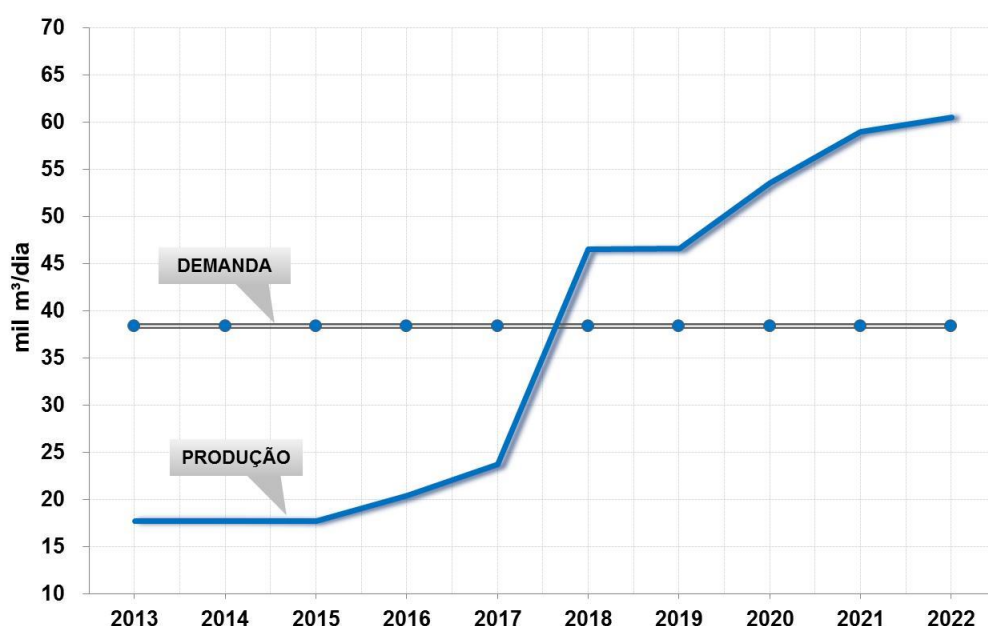
O déficit de nafta para petroquímica é reduzido progressivamente, devido à estagnação da demanda projetada (assume-se que nenhum acréscimo de capacidade da indústria petroquímica terá a nafta como matéria prima – vide Capítulo II) e ao aumento da produção, em função da entrada em operação das novas refinarias. Em 2018, com a operação plena do 1º trem da Refinaria Premium I, da

Refinaria Premium II e com a entrada do 2º trem do COMPERJ, o País deixa de ser deficitário neste derivado. Com o início de operação do 2º trem da Refinaria Premium I no final de 2020, as exportações de nafta, nos dois últimos anos do período, ficam em torno de 22 mil m³/d (138 mil bpd).

Cabe destacar que, a partir de 2018, é possível que uma parte significativa do excedente de nafta seja consumido internamente no COMPERJ, que poderá vir a ter uma unidade de reforma catalítica para a produção de aromáticos.

Note-se que, além da nafta apresentada no balanço de derivados, a produção nacional de petroquímicos consome também gás natural e outras matérias-primas (vide Gráfico 16, Capítulo II).

Gráfico 111 – Balanço de nafta



Fonte: EPE

GASOLINA

O parque atual de refino não tem condições de atender o mercado de gasolina projetado para o próximo decênio. A escassez de oferta de etanol carburante, somada ao aumento de consumo de combustível pelos veículos do Ciclo Otto, já mostra seus efeitos no primeiro ano, através de importações da ordem de 19 mil m³/d (120 mil bpd). Com o início da recuperação da produção de etanol esperada para 2014, a demanda de gasolina deverá permanecer no patamar de 93 mil m³/d (585 mil bpd) até 2016. Durante esse período de estagnação da demanda de gasolina, o mercado permanece importador, aumentando o déficit deste produto a partir de 2017, em função do crescimento da frota circulante de automóveis. Em 2022, as importações atingem um máximo de 40 mil m³/d (252 mil bpd), tendo em vista que os investimentos previstos em unidades de reforma catalítica no parque atual, realizados ao longo do período, somados ao PROFLEX (Programa de Flexibilização do Refino) adotado pela Petrobras, maximizam a produção de gasolina, mas não em volume suficiente para atendimento da demanda crescente.

Cabe destacar ainda que, em suas concepções atuais, as novas refinarias a serem implantadas não estão projetadas para produzir gasolina. Entretanto, caso haja interesse para o País em reduzir sua dependência externa, seja por considerações econômicas, seja por questões de segurança de

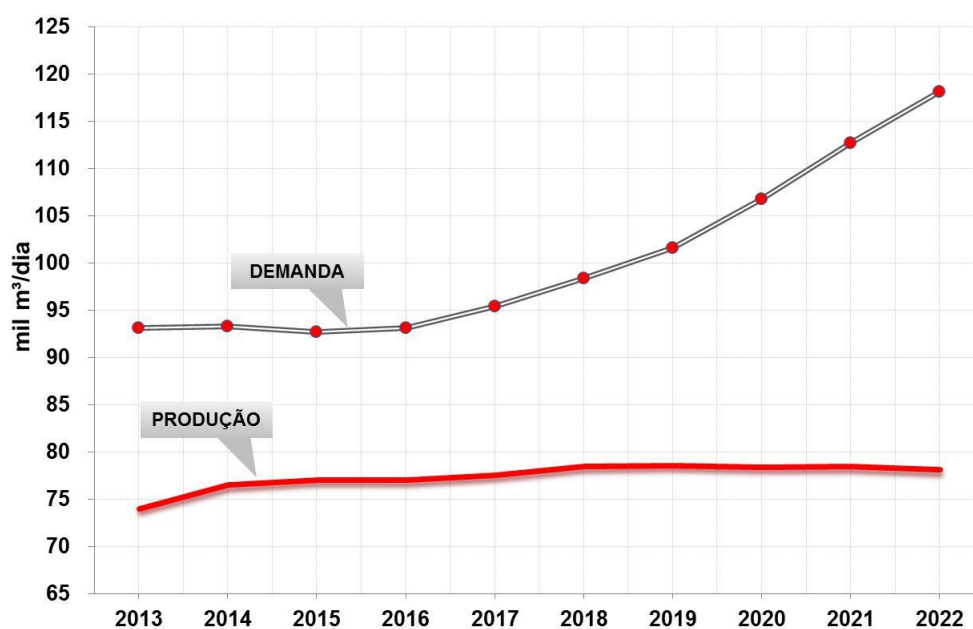
abastecimento, é possível produzir mais gasolina internamente, a partir do excedente de nafta indicado anteriormente, através de investimentos em novas unidades voltadas para a produção deste derivado, tais como reforma catalítica ou alquilação, dentre outras, reduzindo-se assim a necessidade de importação.

Todavia, tendo em vista que, no cenário de preços internacionais considerado neste PDE, os derivados médios (QAV e diesel) são mais valorizados no longo prazo do que os leves, essa não deverá ser a melhor opção, do ponto de vista estritamente econômico. Em termos comerciais, para o País, deverá ser mais conveniente exportar diesel de boa qualidade e importar gasolina. Do ponto de vista do suprimento internacional, também não se espera maiores dificuldades em se adotar esta opção, uma vez que o cenário de oferta mundial de gasolina tende a ser favorável (a Europa é estruturalmente exportadora e há expectativas de moderação, ou mesmo redução, da demanda de gasolina nos EUA - tradicional destino para o excedente europeu). Finalmente, com relação à logística necessária para movimentar as exportações de médios e as importações de gasolina, também não há grandes problemas, conforme será visto adiante.

Eventualmente, a fim de reduzir o déficit de gasolina, pode-se também importar *boosters* de octanagem (componentes de alta octanagem, principalmente reformado) para serem misturados à nafta excedente, permitindo, desta forma, aumentar a produção de gasolina.

Cumprir observar que, a partir de 2014, o limite máximo de teor de enxofre da gasolina comercializada no Brasil diminuiu para 50 ppm, demandando um esforço maior do parque atual em hidrotratamento do produto, o que já está contemplado nos investimentos considerados neste estudo.

Gráfico 112 – Balanço de gasolina



Fonte: EPE

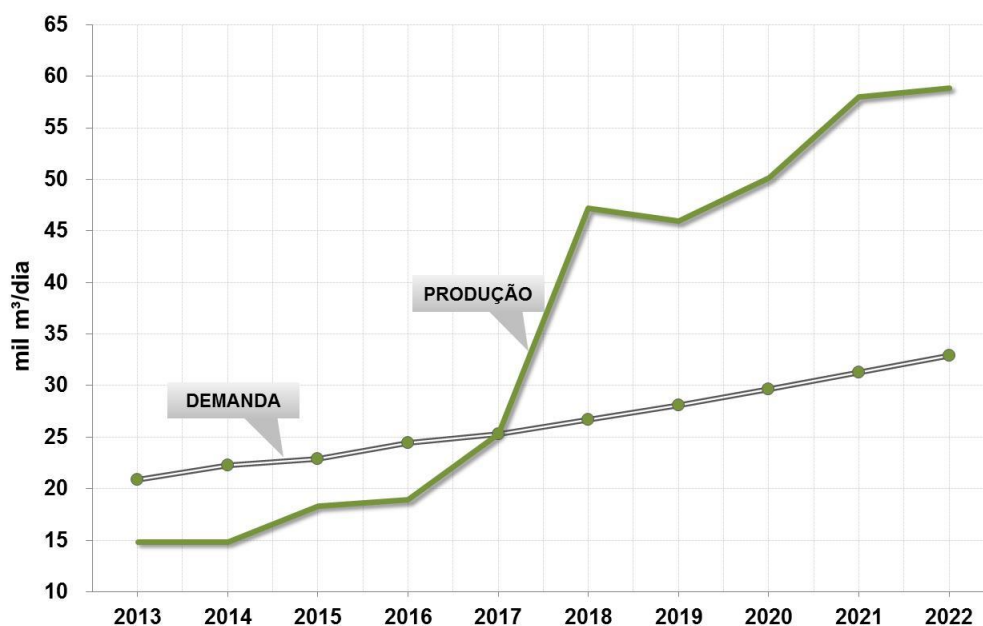
QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

Até o final de 2015, não há alternativas para se elevar consideravelmente a produção de QAV, pois não há previsão de produção deste derivado na RNEST. O abastecimento deste mercado só deixará

de ser deficitário a partir de 2017, embora ocorra um aumento significativo de sua produção a partir de 2016, devido à operação em plena carga do 1º trem do COMPERJ.

Com o início da operação do 1º trem da Refinaria Premium I e da Refinaria Premium II, em 2017, o País torna-se autossuficiente neste derivado, permanecendo nesta condição até 2022. Seus excedentes chegam a um patamar máximo de 27 mil m³/d (170 mil bpd) em 2021, após a entrada em operação do 2º trem da Refinaria Premium I, em outubro de 2020.

Gráfico 113 – Balanço de QAV



Fonte: EPE

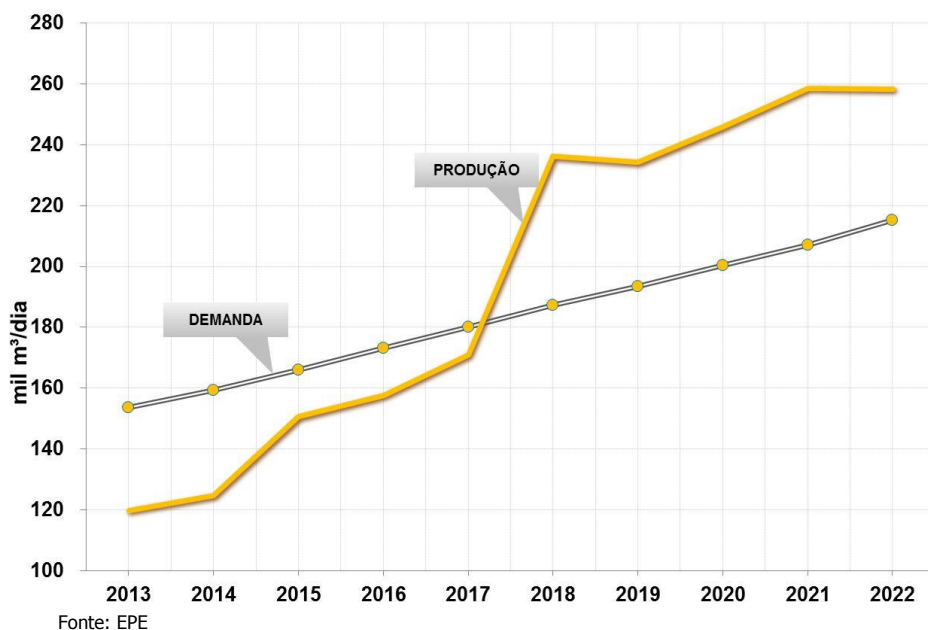
DIESEL

Nos primeiros dois anos deste estudo, o óleo diesel, que corresponde ao derivado de maior mercado no Brasil, apresenta também o maior volume de importação. A produção de diesel só começa a aumentar significativamente a partir de 2015, com a conclusão da RNEST e o início de operação do 1º trem do COMPERJ, mas, mesmo assim, o mercado nacional permanece deficitário neste derivado até 2017.

Com a entrada em operação do 1º trem da refinaria Premium I e da Refinaria Premium II em 2017, a produção nacional de diesel cresce bastante, passando o País a ser superavitário em 2018, com a entrada do 2º trem do COMPERJ, quando atinge uma exportação líquida de cerca de 49 mil m³/d (308 mi bpd) e permanecendo exportador deste produto até o final do decênio. Com a entrada do 2º trem da Refinaria Premium I, em outubro de 2020, o saldo líquido de exportação desse derivado aumenta, alcançando volumes da ordem de 52 mil m³/d (327 mil bpd) em 2021.

O teor de enxofre no diesel será reduzido gradativamente, conforme já detalhado nas premissas adotadas para este estudo. Em vista disso, até meados do período, haverá necessidade de importações de diesel S-10 e S-500, que diminuem gradativamente com a entrada em operação das unidades de HDT de instáveis no parque atual e das novas refinarias, até que o País deixe de importar esse derivado em 2018. Note-se que a maior parte do saldo exportador de diesel será do tipo S-10, de maior valor agregado e de fácil colocação no mercado internacional.

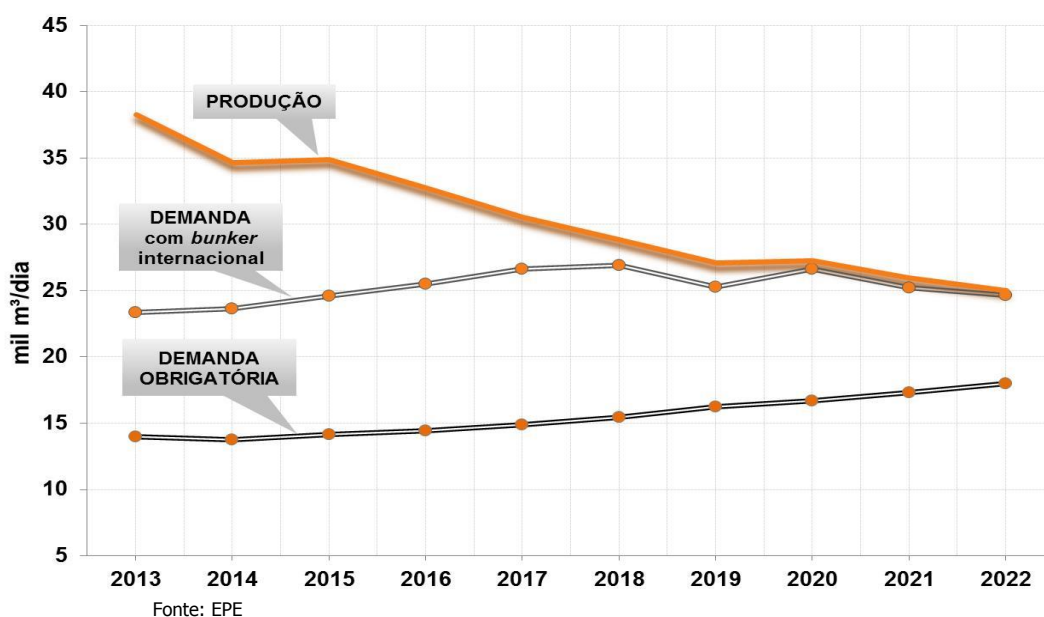
Gráfico 114 – Balanço de diesel



ÓLEO COMBUSTÍVEL

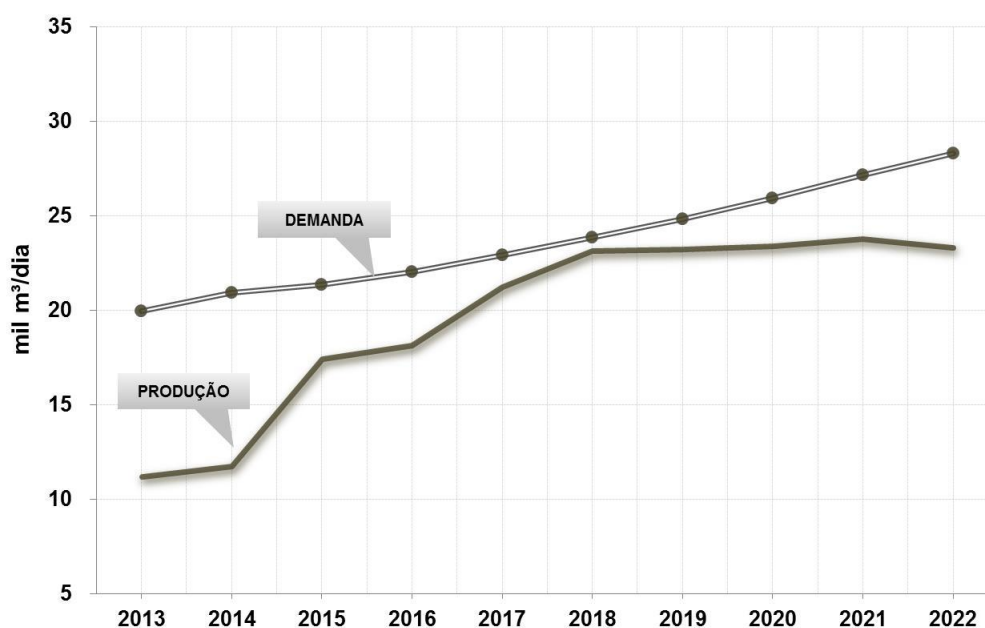
Há excedentes de óleo combustível em todo o período, porém de forma decrescente. Em particular, as novas refinarias são dotadas de alta capacidade de conversão, o que permite reduções consideráveis de produção de óleo combustível. A partir de 2020, a produção fica praticamente equilibrada com o mercado, se nele incluirmos o mercado opcional de *bunker* internacional (navios estrangeiros que são abastecidos na costa brasileira). Cabe destacar que não há obrigatoriedade de atendimento a esta demanda potencial de *bunker* internacional. Neste estudo, todavia, foi admitido que ela é suprida, total ou parcialmente, pelo óleo combustível doméstico, desde que seu atendimento seja limitado pelos eventuais excedentes de produção em relação ao mercado interno obrigatório.

Gráfico 115 – Balanço de óleo combustível



COQUE

Embora a produção de coque seja crescente, principalmente com a entrada em operação das unidades de coqueamento retardado das novas refinarias, o País permanece deficitário deste produto durante todo o período. Cabe ressaltar que o objetivo principal das unidades de coqueamento não é atender ao mercado de coque, e sim a conversão de resíduos em destilados mais nobres (como o óleo diesel, o QAV e a gasolina). Assim, o coque obtido é apenas um subproduto decorrente do processo.

Gráfico 116 – Balanço de coque

Fonte: EPE

2.6.3 Balanço nacional de petróleo

As necessidades de processamento determinam, conforme a Tabela 125, a destinação para os petróleos nacionais e importados no período considerado.

Tabela 125 – Balanço Nacional de Petróleo

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
mil m³/d										
Produção	337	426	445	485	577	659	709	813	868	870
Processamento	303	307	345	354	380	497	492	505	545	546
Importação	49	37	46	57	63	47	34	55	39	44
Exportação	82	156	146	188	260	209	251	363	362	368
Exportação Líquida	33	119	100	131	197	162	217	308	323	324
Participação relativa (%)										
Importação/ Processamento	16,1	12,0	13,3	16,0	16,5	9,5	6,9	10,9	7,1	8,1

Fonte: EPE

O País será exportador líquido de petróleo durante todo o período, com a expectativa de atingir o pico máximo de volume líquido exportado em 2022, correspondente a cerca de 324 mil m³/d (aproximadamente 2 milhões de barris por dia), principalmente de petróleos do tipo médio, que se prevê serão encontrados nos campos da região do pré-sal. Tal fato se deve à adequação do parque refinador nacional a petróleos mais pesados, de menor valor para exportação, o que permite otimizar os resultados da balança comercial, com a exportação de crus de maior valor.

Há previsão de importação de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente à produção de lubrificantes na REDUC. As importações de outro petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste do elenco de petróleos, ocorrem também em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

Deve-se ressaltar que, na simulação realizada, considerou-se que a RNEST processará 50% de petróleo nacional e 50% de petróleo venezuelano, do tipo Carabobo, assumindo-se que a parceria da Petrobras com a PDVSA venha a ser concretizada. Caso isto não se realize, haverá uma redução de 18 mil m³/d nas importações e, conseqüentemente, nas exportações brutas de petróleo.

2.7 Refino – Considerações finais

O País deverá continuar como importador líquido de quase todos os principais derivados até o ano de 2017, com destaque para os grandes volumes importados de diesel em 2013 e 2014. A grande exceção é o óleo combustível, que permanece em todo o período com excedentes, embora sempre decrescentes e quase nulos a partir de 2020, se considerarmos o atendimento opcional ao mercado de *bunker* internacional. A importação de gasolina ocorre em todo o período, em face do crescimento da demanda e da ausência de investimentos para aumento da produção desse derivado. A situação do GLP, da nafta para petroquímica, do QAV (cuja produção já se iguala à demanda em 2017) e, sobretudo, do óleo diesel, será revertida em 2018, com a plena operação do 1º trem da Refinaria Premium I e da Refinaria Premium II e com a entrada em operação do 2º trem do COMPERJ. Quanto ao coque, seu déficit persistirá até o final do período.

Cabe destacar que o atendimento à demanda de diesel em 2013 e 2014 ficará mais dificultado, em função do início da adoção do diesel S-10, uma vez que as novas unidades de HDT de instáveis da REPLAN, REGAP, REFAP e RPBC, importantes para a produção deste tipo de diesel, estarão entrando em operação ao longo desses dois anos. Além disso, o 1º trem da RNEST, que também produzirá diesel S-10, entrará em operação somente no final de 2014, e o 1º trem do COMERJ, somente no 1º semestre de 2015.

Assim como a RNEST e o COMPERJ, as demais novas refinarias também serão dotadas de esquemas de refino de alta conversão, voltados principalmente para a produção de destilados médios (QAV e diesel) e de nafta petroquímica.

Num cenário como este, em que se prevê demandas crescentes de óleo diesel e QAV em todo o período, torna-se recomendável que o processo de HCC, em que pese seu alto custo, seja introduzido nas refinarias nacionais, até pela necessidade da obtenção do diesel de alta qualidade. O diesel S-10 é facilmente obtido através desta rota que, adicionalmente, permite a produção de QAV também de excelente qualidade. Os projetos de todas as novas refinarias preveem a construção dessas unidades.

Nas refinarias do parque atual, onde não há investimentos programados em unidades de HCC, faz-se necessário que o diesel S-10 seja obtido através do processo de hidrotratamento severo para a remoção do enxofre, daí a necessidade de modernização das unidades existentes e os novos projetos específicos para este fim, que já foram concluídos ou encontram-se em andamento.

Com a entrada do 1º trem da Refinaria Premium I, da Refinaria Premium II e do 2º trem do COMPERJ, o País passará a ser, a partir de 2018, um grande exportador líquido de derivados, condição essa ampliada com o início de operação do 2º trem da Refinaria Premium I, em 2020. Nas condições da simulação, em que não há limites de quantidade ou de preço para as exportações brutas brasileiras, estas chegam a atingir, em 2021, o pico de cerca de 110 mil m³/d (aproximadamente 690 mil bpd), com ênfase no diesel S-10, o que equivale a pouco mais do que a capacidade de processamento de dois módulos de uma refinaria Premium. Dessa forma, pode-se concluir que, pelo menos nos primeiros anos da década de 2020, as refinarias Premium estarão, em grande parte, voltadas para a exportação de derivados, com os riscos inerentes a este tipo de atividade, como se verá adiante.

No que tange à gasolina, apesar da expectativa de retomada da produção de etanol combustível, dos investimentos previstos em unidades de reforma catalítica no início do período e da adoção, por parte da Petrobras, do PROFLEX (Programa de Flexibilização do Refino), a situação do País como importador do produto não se reverterá em todo o horizonte de estudo.

Tendo em vista que as projeções da produção de derivados indicam excedentes importantes de nafta ao final do período, investir na construção de novas unidades de reforma catalítica, além das que já estão previstas, poderia ser uma alternativa para incrementar a oferta de gasolina. A nafta reformada oriunda deste processo, além de ter alta octanagem, não possui enxofre, podendo ser misturada aos excedentes de nafta de destilação direta (que, de outra forma, seriam destinados à exportação como nafta petroquímica), para a formulação de gasolina. A implantação de unidades de alquilação e de isomerização também poderia contribuir com correntes de alta qualidade para a formulação de gasolina, obtidas a partir de outras matérias-primas. Todas estas alternativas devem ser avaliadas, em função da crescente demanda por este derivado, levando-se em conta o custo das unidades e o cenário de preços internacionais de derivados. Para o cenário adotado neste estudo, em que os preços dos derivados médios crescem acima dos da gasolina, já que a tendência internacional é de desaceleração da demanda de gasolina, ao contrário do mercado de médios, a melhor alternativa, do ponto de vista estritamente econômico, é exportar QAV e diesel e importar gasolina.

De qualquer forma, dada a elevada incerteza em relação à evolução do mercado nacional de combustíveis para veículos leves, a melhor estratégia parece ser monitorar a tendência deste mercado no médio e longo prazos, para, caso se confirme uma necessidade futura de maiores volumes de gasolina, serem direcionados novos investimentos para aumento da oferta interna deste produto, de forma a se preservar a segurança de abastecimento do País.

Por fim, cabe ressaltar que a colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional é um desafio a ser enfrentado, dada a natureza competitiva do ambiente com outros refinadores localizados mais próximos aos mercados a serem conquistados, devendo ser destacados os seguintes aspectos:

- Os custos logísticos de exportação de derivados são mais elevados que os de petróleo, pois os navios de derivados (claros) são menores (o que gera deseconomias de escala), a logística de movimentação de produtos e as tancagens dos terminais devem ser segregadas por derivado e devem ser adotados procedimentos operacionais específicos para evitar contaminação de produtos (cujo rigor de especificação é mais restrito);
- Para se apropriar de montantes mais elevados da cadeia de valor dos derivados via comércio internacional, é preciso estabelecer canais de formulação dos produtos (as especificações são distintas em diferentes Países), de distribuição e de comercialização no mercado consumidor onde os derivados serão colocados;
- O mercado internacional de derivados não tem a mesma liquidez do mercado de petróleo cru. Basta verificar que o óleo bruto corresponde a cerca de 70% do volume total do mercado internacional de petróleo e derivados. Assim, países consumidores, usualmente, estabelecem políticas específicas para restringir a dependência externa do abastecimento de derivados, construindo refinarias em seu território ou em zonas de influência próximas, visto que a vulnerabilidade em petróleo é mais gerenciável do que a em derivados.

Por esses motivos, em geral, o refino tende a se estabelecer próximo ao mercado consumidor, ao invés de ocorrer próximo às áreas produtoras de petróleo. O mercado internacional de derivados caracteriza-se mais como um *locus* de ajuste entre os perfis de produção e de demanda de derivados de cada região.

Em suma, caso as novas refinarias sejam construídas nos prazos aqui considerados, superar esses desafios para colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional requererá a elaboração de estratégias de refino e de comercialização internacional apropriadas, para que não haja destruição de valor na cadeia de petróleo e derivados.

3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados

3.1 Introdução

A análise da infraestrutura nacional de transporte de petróleos e derivados contemplou o panorama atual, a evolução prevista do parque nacional de refino até 2022, os programas de investimentos da Transpetro e sugestões de expansão da malha dutoviária nacional, decorrentes de estudos da própria EPE.

O presente estudo aponta, como efetivos, apenas os projetos de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados, em andamento e/ou a iniciar, sob a responsabilidade do Grupo Petrobras, pois ainda não se obteve confirmação efetiva da participação de outros agentes do setor na área.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo bruto, é importante notar que os investimentos considerados referem-se tão somente ao transporte para o atendimento das refinarias ou das exportações; os investimentos em dutos a serem realizados nas regiões de produção, por sua vez, são pertinentes à área de exploração e produção, não sendo aqui considerados.

3.2 Panorama atual da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.2.1 Infraestrutura dutoviária para transporte de petróleo e derivados

A infraestrutura nacional dutoviária aqui considerada é composta de 439 dutos, conforme indicado na Tabela 126.

Tabela 126 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	407	5.897
	Transferência	309	1.105
	Transporte	98	4.792
Petróleo	Total	32	1.985
	Transferência	32	1.985
Total Geral	Total	439	7.882
	Transferência	341	3.090
	Transporte	98	4.792

Fonte: ANP (2012c).

3.2.2 Infraestrutura de terminais e capacidade de armazenamento de petróleo e derivados

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispõe de 87 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 55 Terminais Aquaviários (TA) e 32 Terminais Terrestres (TT), os quais dispõem de uma capacidade total de armazenamento que excede 12 milhões de m³, conforme a Tabela 127.

Tabela 127 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais

Terminais	Número de Terminais	Número de Tanques	Petróleo ⁽¹⁾	Derivados ⁽²⁾	GLP	Total
			mil m ³			
Aquaviários	54	1240	3.954	4.457	233	8.643
Terrestres	33	412	1.437	2.157	93	3.687
Total	87	1.652	5.391	6.614	326	12.330

Notas: (1) Há também armazenamento de petróleo nas refinarias e nos campos de produção (terra e mar).

(2) exceto GLP.

Fonte: ANP (2012).

Além da tancagem existente nos terminais, refinarias e campos de produção, a infraestrutura de armazenamento conta ainda com a tancagem de uma rede de Bases de Distribuição, pertencentes às empresas de distribuição de derivados, com uma capacidade total de 3 milhões de m³, conforme a Tabela 128.

Tabela 128 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição

Regiões	Número de Bases	GLP	Demais Derivados	Total
		mil m³		
Região Norte	47	17	438	455
Região Nordeste	46	31	617	648
Região Sudeste	118	75	1.258	1.333
Região Sul	66	27	512	539
Região Centro-Oeste	52	11	206	217
Total	329	161	3.031	3.192

Fonte: ANP (2011c).

3.2.3 Transporte marítimo de petróleo e derivados

A Transpetro, maior armadora¹¹⁰ da América Latina e principal empresa de logística e transporte do Brasil, atende, dentre outras, às atividades de transporte marítimo, operando uma frota própria de 59 embarcações¹¹¹, conforme a Tabela 129.

Tabela 129 – Frota de navios da Transpetro

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB
Petróleo (navios aliviadores)	18	2.171.862
Petróleo / Produtos Escuros	6	560.905
Produtos Escuros e Claros	7	400.232
Produtos Claros	20	645.135
Cisterna (FSO)	6	40.171
Gases	1	28.903
Embarcações de Apoio	1	2.163
Total	59	3.849.371

Nota: Tonelada de Porte Bruto (TPB) é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.

Fonte: Transpetro (2013)

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados líquidos (produtos claros e escuros) em cabotagem e longo curso, totalizam 51 navios, com capacidade de 3,6 milhões de TPB. Para o transporte de gases liquefeitos, a Transpetro possui 6 navios, com capacidade total de 40.171 TPB.

Além destas embarcações, a Transpetro dispõe de um navio cisterna (FSO), com 28.903 TPB, que é alocado a campos de produção em alto mar, e de uma embarcação de apoio, de 2.163 TPB.

3.3 Impactos das movimentações previstas sobre a infraestrutura

Analisando a evolução das movimentações até 2022, projetadas com auxílio do modelo de abastecimento (PLANDEPE), e admitindo que: a infraestrutura de transporte considerada foi a atual, acrescida dos investimentos já programados e discriminados no item 3.4 e qualquer nova refinaria

¹¹⁰ Armadora é a empresa proprietária de navios.

¹¹¹ Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

considerada já aporta os investimentos necessários às suas movimentações (petróleo e derivados), verifica-se que haverá um impacto razoável nas instalações, com a movimentação prevista de derivados. As movimentações adicionais de petróleo cru, por sua vez, estão praticamente associadas às refinarias novas, cujos investimentos já contemplam os dutos e terminais necessários a suas operações.

No que tange às movimentações de derivados, as projeções do modelo indicam que cinco polidutos de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado: OPASC (Oleoduto Araucária – Biguaçu), OLAPA (Oleoduto Araucária – Paranaguá), ORSUB (Oleoduto Recôncavo – Sul da Bahia), OSPLAN 24 (Oleoduto do Planalto, de 24” de diâmetro, São Sebastião – Guararema – Paulínia) e OSBRA (Oleoduto São Paulo – Brasília). Tais limitações, por sua vez, poderão ser superadas através de ampliações nas respectivas capacidades de bombeamento. Dos polidutos citados, o Grupo Petrobras já definiu a ampliação do OSBRA, o que será feito mediante a implantação de 3 novas estações de bombeamento, e do ORSUB, com a adição de 2 novas estações de bombeamento.

No que diz respeito às movimentações de petróleo, nas hipóteses analisadas, verifica-se que todos os sistemas existentes ou programados atendem às necessidades das refinarias atuais, no horizonte considerado.

A seguir são apresentados os principais impactos sobre os terminais aquaviários, com relação às importações e exportações de derivados projetadas pelo PLANDEPE.

A Tabela 130 mostra, por cada terminal aquaviário, a previsão de importação de gasolina, derivado que exigirá os maiores volumes importados.

Tabela 130 – Previsão de Importação de Gasolina

Terminal Aquaviário	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Intervalo Médio Entre Navios(* em 2022 (dias)
	(m³/dia)										
São Luís	7.762	7.221	7.834	8.480	8.355	9.123	9.866	10.765	11.744	12.718	5,5
Mucuri/Peçém	2.624	2.771	2.925	3.089	3.254	3.429	3.596	3.809	4.042	4.266	16,4
Suape	5.506	5.486	4.920	4.545	6.171	7.108	7.628	8.185	8.710	9.210	7,6
Temadre	0	0	0	0	0	0	0	548	994	1.445	48,4
Ilha D'Água	2.062	0	0	0	0	0	0	1.932	5.335	8.567	8,2
Tramandaí	1.100	1.372	0	0	475	270	1.916	3.079	3.382	3.814	18,4
Total	19.054	16.850	15.679	16.114	18.255	19.930	23.006	28.318	34.207	40.020	-

Nota: (*) Considerando navios de 70.000 m³

Fonte: EPE

Note-se que haverá um aumento significativo no volume importado de gasolina, chegando a 40 mil m³/d em 2022, sendo São Luís e Suape os principais portos de entrada. Considerando essas movimentações isoladamente, pode-se concluir que a frequência prevista de navios aportando nos terminais indicados será compatível com a infraestrutura a ser implantada, visto que as instalações de São Luís, Suape, Pecém e Ilha D'Água já estarão dimensionadas para as novas refinarias. Cabe destacar, todavia, as crescentes movimentações previstas para os seguintes terminais:

- Mucuri, até a mudança das movimentações para o Terminal de Pecém;
- Paranaguá e São Sebastião, em todo o período analisado.

A Tabela 131 apresenta a exportação dos principais derivados no ano de 2021, ano de pico das exportações, segundo os resultados apresentados no item 2.6. O volume total de derivados exportado em 2021 corresponde aproximadamente à capacidade de 2,3 módulos (300 mil bpd) de refinarias do tipo Premium.

Tabela 131 – Exportações totais previstas para 2021

Terminal Aquaviário	GLP	Nafta	QAV	Diesel	Total ^(*)
	m ³ /dia				
São Luís	2.955	15.405	17.901	22.516	58.777
Pecém	1.696	5.140	8.797	23.110	38.743
Suape	1.987	0	0	5.931	7.918
Totais	6.638	20.545	26.698	51.557	105.438

Fonte: EPE

Mais uma vez, cabe lembrar que essas movimentações estarão impactando principalmente os terminais de São Luís e de Pecém, que deverão estar dimensionados para as novas refinarias e, portanto, preparados para a exportação de tais volumes, bem como, se for o caso, para as importações de gasolina acima indicadas.

3.4 Expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

3.4.1 Investimentos da carteira de projetos do Grupo Petrobras

A carteira de projetos de investimentos do Grupo Petrobras para a área de logística de petróleo e derivados, constante de seu Plano de Negócio e Gestão para o período de 2012 a 2016, apresenta um total de US\$ 13,6 bilhões. Essa carteira é composta, não só de projetos para expansão da capacidade de movimentação de petróleo e derivados, como também de projetos de manutenção e de segurança ambiental da infraestrutura existente. Dentro dos projetos programados, destacam-se aqueles apresentados na Tabela 132.

Tabela 132 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais

Projetos
PLANGAS GLP
Ampliação do OSVAT 30
Ampliação do OSVAT 42/38
Pier Adicional no TA de São Sebastião (PASP)
Plano Diretor de Dutos de São Paulo
Adequação das Instalações Logísticas para a Qualidade Futura dos Combustíveis
Logística para o COMPERJ ⁽¹⁾
Unidade Offshore de Transferência e Exportação (UOTE)
Ampliação da capacidade do OSBRA

Ampliação do Sistema de Monoboias do TA de São Francisco do Sul
OCVAP I e II
Novo Terminal Aquaviário
Infraestrutura Logística para Movimentação de Produtos Claros na Refinaria RPCC
Programa Rota 3 PLANSAL - Infraestrutura para Escoamento de GLP
Tanque para QAV e Interface do Terminal de Guarulhos
Ampliação da Capacidade do ORSUB
Novos Navios
Investimento Total Estimado: US\$ 13,6 bilhões

Nota: (1) Os investimentos em infraestrutura nas refinarias RNEST, Premium I e Premium II não estão explicitados, por já estarem incluídos nos investimentos em refino.
Fonte: Petrobras (2012)

PLANGAS GLP

O programa PLANGAS consiste na construção de dois terminais aquaviários, sendo um em Barra do Riacho (ES), para movimentação de GLP e C5+ por navios de até 60 mil toneladas de porte bruto (TPB), e o outro, na Ilha Comprida (RJ), além da ampliação do atual TA de Ilha Redonda. O programa também inclui a realocação e a construção de dutos entre o TT de Cabiúnas e a Refinaria REDUC, para transporte de GLP e C2+.

O futuro TA de Barra do Riacho terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP, além do próprio sistema de refrigeração, e vai permitir escoar por navio o excedente da produção de GLP do Espírito Santo. Além disso, terá tanques para armazenamento de C5+, que também será escoado por navio. O novo TA de Ilha Comprida, na Baía de Guanabara, também terá tancagem pressurizada e refrigerada para GLP e será interligado, por ponte de acesso, ao TA de Ilha Redonda. Dois novos dutos de 20 km de extensão e de 8" e 12" de diâmetro interligarão este terminal às instalações da REDUC.

Ampliação dos OSVAT 30 e OSVAT 42/38

O duto OSVAT 42/38 transporta petróleo do TA de São Sebastião (TEBAR) ao TT de Guararema, e o OSVAT 30 interliga este último terminal à Refinaria REPLAN. Suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhão m³/ano.

Pier Adicional no TA de São Sebastião

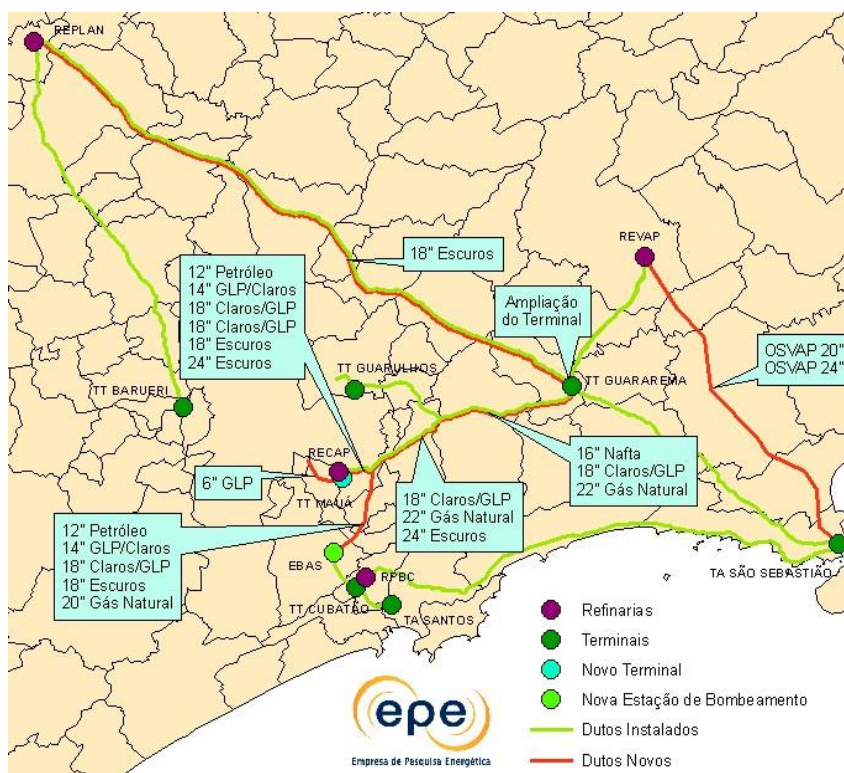
O TA de São Sebastião (TEBAR) é responsável por metade da movimentação de petróleo e derivados do País. Este novo pier servirá para desafogar as operações de carga/descarga, além de permitir o aumento na capacidade de exportação de petróleo.

Plano Diretor de Dutos de São Paulo

Estes investimentos visam, através da modernização e realocação de dutos, faixas e terminais, reduzir a exposição ao risco e preparar os sistemas para o crescimento urbano e as futuras movimentações de derivados. Na Figura 21 estão indicados os traçados dos dutos atuais e novos, para petróleo e derivados, no Estado de São Paulo. O Plano Diretor de Dutos - PDD abrange 22 municípios e prevê a ampliação do Terminal de Guararema, a implantação de novas instalações no Município de Mauá e de uma estação de bombeamento em São Bernardo do Campo, bem como a desativação operacional do Terminal de São Caetano do Sul e de parte das operações do Terminal de Barueri.

O PDD também contempla a construção de novos trechos de dutos entre São Caetano e Guararema e a adequação ou desativação de dutos em toda a malha de São Paulo.

Figura 21 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração EPE, a partir de Transpetro (2007).

Adequação das Instalações Logísticas para a Qualidade Futura dos Combustíveis

Adaptações em dutos e terminais para movimentação e estocagem de produtos de baixo teor de enxofre, visando evitar a contaminação de tais produtos, os quais passarão a ser ofertados ao mercado, em atendimento ao Acordo Judicial firmado com diversos órgãos governamentais. Essas adequações consistem na construção e adaptação de tanques, segregação de linhas e instalação de novas bombas em vários terminais.

Logística para o COMPERJ

Construção da infraestrutura (dutos, terminal e tanques de armazenamento) destinada ao suprimento de petróleo à refinaria e ao escoamento de derivados do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ).

Unidade Offshore de Transferência e Exportação (UOTE)

O projeto UOTE objetiva a instalação de um terminal oceânico, destinado a possibilitar o transbordo de petróleo de navios DP (posicionamento dinâmico) para navios convencionais, em operações destinadas preferencialmente à exportação de crus nacionais, oriundos do Polo Pré-Sal e de outros polos de produção.

Ampliação da capacidade do OSBRA

Aumento da capacidade de movimentação de produtos (diesel e gasolina) no oleoduto OSBRA (REPLAN/Brasília), através da implantação de três novas estações intermediárias de bombeamento.

Ampliação do Sistema de Monoboias do TA de São Francisco do Sul

Implantação de um ponto adicional de transbordo de petróleo para exportação no TA de São Francisco do Sul (TEFRAN), criando condições de atendimento às necessidades crescentes de movimentação de petróleo do Pré-Sal.

OCVAP I e II

Construção de dois dutos para escoar, a partir da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGA), 3.600 m³/dia de GLP e 2.400 m³/dia de C₅⁺, com destino à Refinaria REVAP.

Novo terminal aquaviário

Construção de um novo terminal aquaviário, para atender às crescentes movimentações de petróleo, tanto para exportação quanto para consumo doméstico. Sua localização ainda está indeterminada.

Infraestrutura logística para movimentação de produtos claros na refinaria RPCC

Implantação de um quadro de boias e linhas até a refinaria RPCC, para permitir a entrada de diesel e de nafta para formulação de gasolina. O projeto prevê também a construção de tanques para a movimentação desses produtos.

Programa Rota 3 PLANSAL - infraestrutura para escoamento de GLP - Terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida

Construção de novas esferas, para aumento da capacidade de escoamento de GLP pelos terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida.

Tanque para QAV e interface do Terminal de Guarulhos

Adequação da infraestrutura logística no Terminal de Guarulhos, para atender ao crescimento do mercado e reduzir os riscos de operação do terminal, bem como garantir a qualidade do QAV fornecido às empresas distribuidoras que operam no Aeroporto de Guarulhos.

Ampliação da capacidade do ORSUB

Construção de duas estações de bombeamento intermediárias, para aumentar a capacidade de movimentação do ORSUB (duto entre o Terminal de Madre de Deus e os terminais de Itabuna e de Jequié).

Novos Navios

Por meio do Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROME) da Transpetro, com um custo estimado em US\$ 5,2 bilhões, a Transpetro ampliará sua frota e contará, nas fases 1 e 2 do programa, com 49 novos navios, já encomendados, conforme indicação na Tabela 17. As duas fases

deverão estar concluídas até 2020. O programa prevê que os novos navios sejam construídos em estaleiros nacionais, com pelo menos 65% de nacionalização na primeira fase e de 70% na segunda.

Tabela 133 – Navios do PROMEF já encomendados

Estaleiro	PROMEF 1 ^(*)		PROMEF 2	
	Quantidade	Tipo de navio	Quantidade	Tipo de navio
Atlântico Sul (PE)	10	Suezmax	-	-
Atlântico Sul (PE)	5	Aframax	-	-
Atlântico Sul (PE)	-	-	4	Suezmax DP
Atlântico Sul (PE)	-	-	3	Aframax DP
EISA (RJ)	4	Panamax	8	Produtos
Mauá (RJ)	4	Produto	-	-
Promar (PE)	-	-	8	Gaseiros
Superpesa (RJ) (a licitar)	-	-	3	Bunker
Total	23		26	

Notas: (1) Até abril de 2013, foram lançados 7 navios, sendo 2 do tipo Suezmax e 4 de produtos e 1 Panamax. Destes, já entraram em operação os navios de produtos "Celso Furtado", "Sérgio Buarque de Holanda" e "Rômulo Almeida", com capacidade de 48.000 TPB cada, para o transporte de produtos claros e também o navio Suezmax "João Cândido", com capacidade de 175.000 TPB, para transporte de óleo cru.

(2) Produtos transportados por tipo de navio: Suezmax (petróleo); Aframax (petróleo); Panamax (petróleo, claros ou escuros); Bunker (combustível para navios); Gaseiros (GLP); Produtos (serão dedicados ao transporte de claros).

Fonte: Transpetro (2013).

3.4.2 Investimentos sugeridos pela EPE

Foi também analisada a viabilidade de implantação de um novo poliduto para o transporte de claros (GLP, Gasolina A e Óleo Diesel) entre a refinaria REPAR (Araucária, PR) e o Município de Cuiabá, no Estado de Mato Grosso (vide Figura 22). Esse poliduto atenderia a 19 Polos de Abastecimento nos Estados de Paraná, São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Rondônia, e teria as seguintes características:

- Extensão: 1.352 km;
- Diâmetros: 1º trecho de 18" (REPAR – Londrina), 2º trecho de 12" (Londrina – Campo Grande) e 3º trecho de 8" (Campo Grande – Cuiabá);
- Capacidade Inicial (aproximada): 8,4 milhões m³/ano.
- Terminais terrestres: Londrina, Campo Grande e Cuiabá

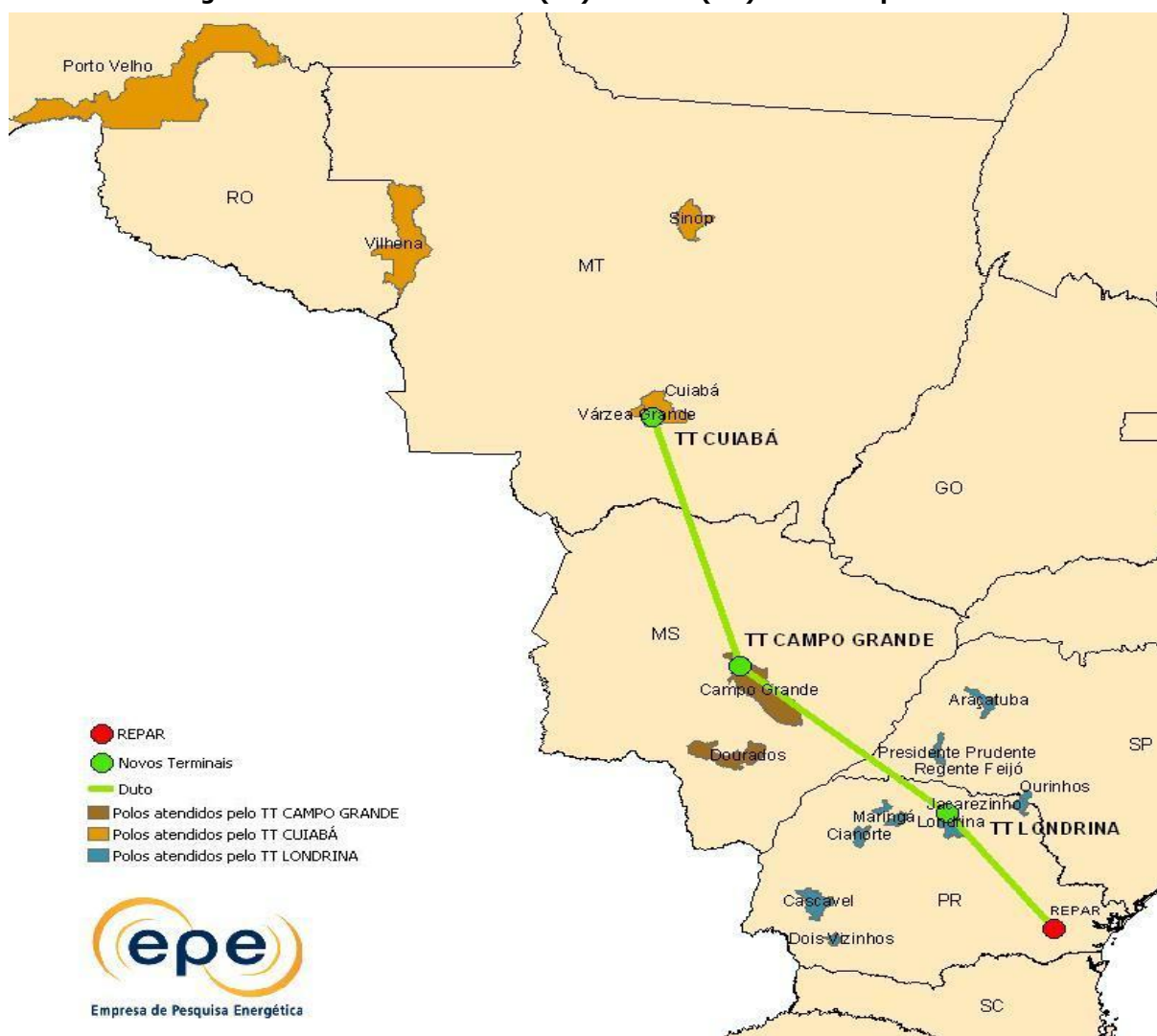
Os investimentos previstos estão na Tabela 134.

Tabela 134 – Investimentos no poliduto Araucária (PR) – Cuiabá (MT)

Item	US\$ milhões
Duto	1.392
Terminais	519
Guarapuava	259
Maringá	123
Presidente Prudente	137
Capital de Giro	187
Total	2.289

Fonte: EPE

O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, diesel e gasolina nas regiões atendidas. A análise desenvolvida com o modelo PLANDEPE indicou uma possível viabilidade econômica para o duto proposto, em que pesem as eventuais margens de erro envolvidas na estimativa dos investimentos.

Figura 22 – Poliduto Araucária (PR) - Cuiabá (MT) analisado pela EPE

Fonte: EPE.

VII – OFERTA DE GÁS NATURAL

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos da evolução do balanço entre a oferta de gás natural (nacional e importado) e a demanda no período de 2013 a 2022.

Inicialmente, é exposta uma análise das projeções de preços de gás natural no cenário mundial e uma estimativa da internalização desses preços na malha de gasodutos no Brasil, sinalizando uma ordem de grandeza para os preços internacionais no mercado doméstico. É apresentado, também, um exercício de projeção de preços internos, considerando, como hipótese, uma relação de competitividade de 85% entre o gás natural (no *citygate*) e o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE) nacional (*ex refinaria*).

Em seguida, são apresentados os resultados referentes à expansão da oferta de gás natural, ao balanço entre a oferta e a demanda de gás natural, e da infraestrutura de transporte e unidades de GNL (gás natural liquefeito), incluindo uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão.

1. Perspectivas de Preços de Gás Natural

Uma característica do mercado de gás natural é que a sua metodologia de precificação apresenta aspectos internacionais e aspectos regionais¹¹². Tradicionalmente, os preços de gás natural no *Henry Hub*¹¹³ (EUA) têm sido utilizados como referência para a Bacia do Atlântico, na qual o Brasil está inserido, embora os preços atuais do *Henry Hub* não pareçam ser uma referência adequada para o mercado de gás brasileiro no momento.

Optou-se, então, por utilizar o custo de oportunidade do gás natural exportado pelos EUA, ao invés do *Henry Hub*, como base para a aplicação da metodologia *netback value* a fim de se estimar o preço de internação do gás natural para o Brasil. De fato, os preços de exportação de GNL pelos EUA têm sido precificados não ao *Henry Hub*, mas ao custo do fornecedor alternativo para o mercado consumidor em questão (usualmente, Europa ou Japão), possibilitando uma renda de arbitragem na exportação do GNL. Particularmente, assumiu-se que para o Brasil este custo de oportunidade seria baseado nos preços *spot* de gás praticados no Reino Unido (*National Balancing Point* - NBP). Assim, neste PDE, esta será a referência para a aplicação da metodologia *netback value* para a estimativa do preço de internação do gás natural no Brasil¹¹⁴. Ressalte-se que, como antes, trata-se de sinalizações de preços

¹¹² Diferenças no método de precificação levam inevitavelmente à diferença nos níveis atuais de preços. Quando o preço do petróleo está elevado, o preço do gás natural indexado ao petróleo tende a ser elevado.

¹¹³ O *hub* é um ponto no qual a titularidade do gás natural pode ser transferida entre compradores e vendedores. Pode ser um ponto físico (onde vários gasodutos se conectam) ou virtual (dentro de uma rede de gasodutos de um país ou região). O operador do *hub* oferece serviços que facilitam a compra, venda e, em alguns casos, o transporte físico do gás para outros sistemas que estejam interconectados. Os *hubs* variam consideravelmente em termos de comercialização, acesso à capacidade, número de integrantes, o grau de liquidez e transparência. Alguns são relativamente bem desenvolvidos, outros ainda estão em estágios iniciais. Exemplos de *hubs*: Reino Unido (*National Balancing Point* - NBP), Bélgica (Zeebrugge), França (PEGs), Holanda (*Title Transfer Facility* - TTF); Alemanha/Holanda (*Eurohub*); Itália (PSV); Espanha (MS).

¹¹⁴ A EPE está empreendendo uma revisão dos procedimentos metodológicos de internação de preços de gás natural para o Brasil. Particularmente, encontra-se em andamento o contrato CT-EPE-0001/2013, cujo o objeto é justamente a contratação de consultoria na área de mercado internacional de gás natural e em econometria, tendo como foco o suporte aos trabalhos de análise do mercado mundial de gás natural e projeção de preços internacionais de gás natural, bem como a realização de testes estatísticos para avaliar os modelos de projeção dos preços internacionais do gás natural. Assim, é possível que nos próximos ciclos a metodologia apresentada no atual ciclo passe por novos aperfeiçoamentos.

internacionais, as quais devem ser interpretadas comedidamente, uma vez que preços futuros variam substancialmente durante o tempo, refletindo as condições conjunturais do mercado, bem como suas expectativas futuras.

Esta seção tem por objetivo estabelecer projeções de preços internacionais de gás natural que possam vir a se utilizadas para a realização de comparações com os preços de gás praticados internamente.

1.1 Premissas para as previsões de preços

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, tem apresentado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais, contribuindo fortemente para o comportamento instável dos preços.

No quarto trimestre do ano de 2008, a crise econômica norte-americana, que logo se transformou em uma grande crise global, provocou uma queda substancial da atividade econômica mundial deprimindo a demanda por energia, de forma geral, e do gás natural, em particular, causando um excedente de oferta de gás natural e influenciando a relação entre seus preços e os preços do petróleo.

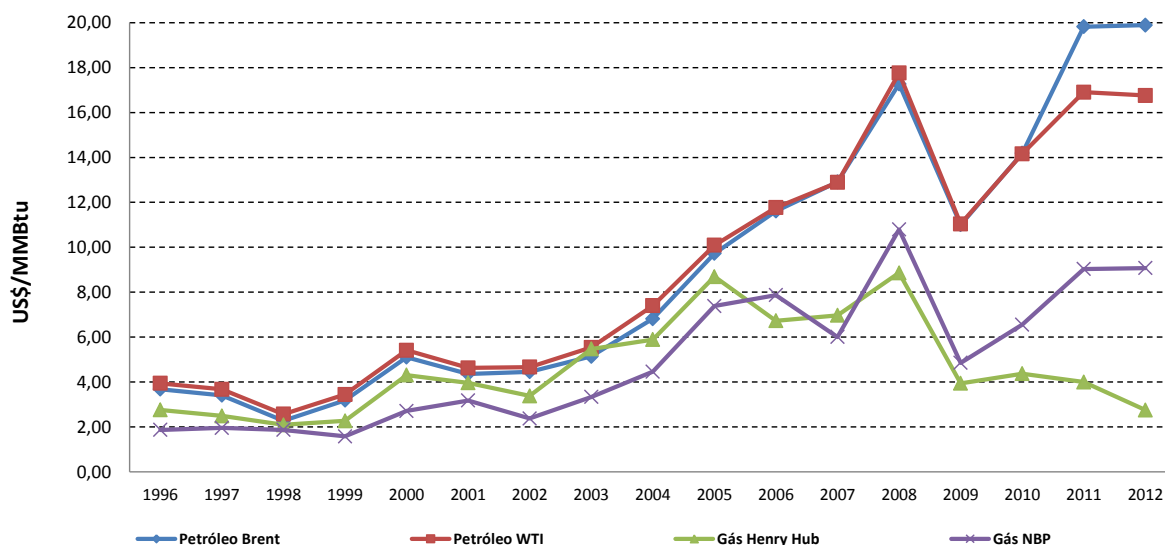
A partir de 2008, houve um considerável acréscimo de oferta interna de gás natural nos Estados Unidos e no Canadá. Avanços tecnológicos viabilizaram, do ponto de vista econômico, o incremento da extração de gás natural de origem não convencional, provocando uma excepcional expansão das reservas americanas.

O resultado conjunto dos efeitos da intensificação do mercado de GNL *spot*, da redução da demanda mundial de gás natural derivada da crise econômica global e do advento de oferta substancial de gás natural de origem não convencional nos Estados Unidos foi um descolamento entre os preços de gás natural (no *Henry Hub*) e os preços de petróleo *Brent*.

O Gráfico 117 mostra o histórico de preços *spot* de gás natural (*Henry Hub* e NBP) e petróleo (*Brent* e WTI) observados na Bacia do Atlântico. Enquanto os preços de petróleo (*Brent*/Mar do Norte e WTI/EUA) apresentam estreita correlação, refletindo um preço global de petróleo¹¹⁵, os preços de gás natural (*Henry Hub*/EUA e NBP/Reino Unido) apresentam comportamento similar, porém, menos aderente. Tal disparidade reflete a existência de condições regionais específicas, ao invés de uma condição global de oferta e demanda do gás natural.

¹¹⁵ Embora, historicamente, os preços do petróleo WTI e do petróleo *Brent* fossem próximos e bem correlacionados, recentemente, a competição com óleos canadenses na região de influência do WTI, bem como a ausência de infraestrutura logística para o escoamento do WTI para o Golfo do México, fez com que se abrisse um grande diferencial de preços do WTI em relação ao *Brent*. Em decorrência, o WTI passou a ser vendido com descontos significativos em relação ao *Brent*. Desta forma, enquanto perdurarem as dificuldades logísticas para o escoamento do WTI, dificilmente haverá condições para a arbitragem dos preços e o retorno ao padrão de correlação histórico. Para detalhes, vide Miller, Chevalier e Leavens (2010).

Gráfico 117 – Preços históricos de petróleo e gás natural



Fonte: BP (2012)

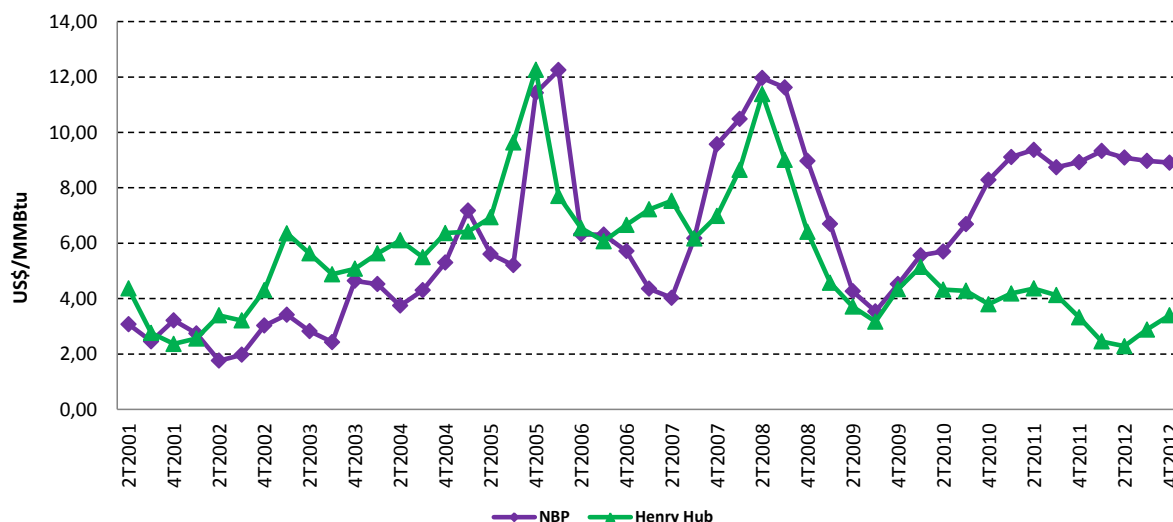
O crescimento substancial na produção de gás não convencional reverteu a histórica tendência de declínio da produção de gás nos Estados Unidos, reduzindo, conseqüentemente, a necessidade de importação de GNL. Os preços que viabilizam a exploração e produção de gás não convencional variam, dependendo do campo, entre US\$ 3,88/MMBtu e US\$ 10/MMBtu (Ruester, 2010). Uma das maiores incertezas no médio prazo é saber se é possível manter o nível de preços abaixo dos atuais US\$ 4/MMBtu.

O aumento das operações de GNL no mercado *spot*, de comercialização mais flexível, observado antes da crise econômica mundial, também contribuiu para um descolamento entre os preços de petróleo *Brent* e os preços do gás natural no *Henry Hub*. O crescimento da indústria mundial de GNL vem permitindo uma maior flexibilidade nos contratos de compra e venda e, também, um aumento do volume das transações *spot* de gás natural¹¹⁶.

Entretanto, mercados que eram regionalmente isolados (como no caso europeu) estão se tornando mais integrados e a convergência de preços é maior para os meses de inverno, quando os mercados estão mais intensos e os preços *spot* do gás natural tendem ter maior volatilidade, promovendo o redirecionamento de cargas de GNL para o local de maior demanda.

Nos anos recentes, conforme o Gráfico 118, esse comportamento de similaridade foi modificado com a redução de preços no *Henry Hub*, em função do gás não convencional principalmente, e em função da elevação de preços no NBP, refletida, entre outros fatores, pelo aumento de preços do fornecimento de gás russo à Europa, o qual corresponde a cerca de 40% do consumo europeu do energético (IEA, 2012).

¹¹⁶Deve-se também levar em consideração que as Bacias do Atlântico e do Pacífico são as principais áreas de comercialização de GNL, sendo esta preponderante. Assim, uma vez que o Japão é o maior importador mundial de GNL, essa predominância tende a perdurar. Mesmo considerando as novas plantas de regaseificação previstas para a costa oeste dos EUA, a Bacia do Pacífico manterá a liderança no mercado mundial, visto que está prevista uma intensificação das importações de GNL pela China e Índia (EIA, 2012).

Gráfico 118 – Preços históricos de gás natural no *Henry Hub* (EUA) e no NBP (Reino Unido)

Fontes: Platts (2011) e BP (2011).

Historicamente, os preços do gás natural estiveram correlacionados com os preços do petróleo, através de cláusulas de indexação, utilizadas em contratos de oferta de longo prazo, ou indiretamente através da competitividade entre o gás e derivados de petróleo utilizados para a geração elétrica e para o setor industrial. Na Europa continental, aproximadamente 2/3 da oferta de gás é oriunda de contratos de longo prazo (os preços de gás estão associados aos preços de derivados do petróleo). Entretanto, em um número crescente de mercados, os preços do gás são estabelecidos livremente em mercados competitivos (conhecido como *gas-to-gas competition*). Exemplos desses mercados: América do Norte, Reino Unido, Austrália, e mais recentemente em alguns países na Europa continental (IEA, 2012).

Embora o mercado de gás natural brasileiro esteja tradicionalmente na zona de influência do *Henry Hub*, os preços de internação do GNL no Brasil tem ficado mais próximos aos preços do NBP nos últimos meses. Tal paradoxo pode ser explicado por uma precificação das cagas advindas dos EUA que têm considerado o preço de internação do fornecedor alternativo, arbitrando os preços¹¹⁷.

A conjuntura de preços de gás natural aponta para a manutenção de níveis baixos nos preços de gás natural no mercado norte-americano, quando comparado a outros mercados. Em termos estruturais, a evolução da comercialização de GNL, assim como o aumento de gás natural de origem não convencional, vem transformando, de forma significativa, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar estruturalmente a histórica correlação entre os preços internacionais do gás natural e do petróleo.

A expansão da exploração dos campos de gás não convencional norte-americanos vem exercendo forte influência na geopolítica do gás natural no mundo. Isto porque este cenário leva ao aumento da disponibilidade de GNL no mercado internacional, pois o suprimento antes dedicado à América do Norte poderá vir a ser redirecionado para outros países¹¹⁸.

¹¹⁷ É por este motivo que mesmo cargas de GNL advindas dos EUA têm chegado ao Brasil a preços próximos do NBP, conforme revela o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2012).

¹¹⁸ A previsão, segundo o *Annual Energy Outlook 2013* (EIA, 2012), é que os EUA passem a ser um exportador de GNL a partir de 2016 e que, em 2018, se torne autossuficiente em gás natural, não necessitando, inclusive, de importar gás natural do Canadá, através de gasodutos. Apesar dos benefícios macroeconômicos da exportação de GNL, como o crescimento no número de empregos e o aumento de

Por outro lado, a confirmação da existência de reservas de gás não convencional em alguns dos países europeus - em especial, Polônia, Romênia, Alemanha, Ucrânia e Hungria - deve auxiliar na reconfiguração deste mercado, o que daria a seus agentes maior capacidade de negociação e menor dependência do gás proveniente da Rússia¹¹⁹.

1.2 Preços de GNL internalizado no Brasil – metodologia *netback value*

O mercado norte-americano de gás natural caracteriza-se por uma comercialização muito flexível (mercados firme, spot e futuro), ao passo que o mercado europeu, no geral, é pouco flexível, com contratações firmes e de longo prazo¹²⁰.

Os mecanismos de determinação de preços do GNL podem obedecer a diferentes dinâmicas, variando em cada região. Nesse sentido, temos o *Henry Hub* e o *NBP* regendo os preços nos EUA e na Europa, respectivamente, constituindo, assim, referenciais para mercados físicos e não-físicos (modalidades financeiras) de gás natural em suas correspondentes regiões (Bacia do Atlântico)¹²¹. Devido à arbitragem de preços entre os dois referenciais, existia uma tendência histórica de convergência entre esses valores a qual, no momento, não está se verificando.

Para estimar a média do preço internacional do gás natural internalizado no Brasil¹²², via GNL, considerou-se o conceito de *netback value* para a definição de seu preço na origem (planta de liquefação). Os preços estimados para a Bacia do Atlântico são apresentados para o ano de 2018¹²³ na Tabela 135, desagregados nas três principais fontes de importação de GNL pelo Brasil¹²⁴.

aproximadamente US\$ 4 bilhões anuais na receita tributárias do Governo, existem alguns custos no processo. Com o crescimento da demanda de gás para exportação via GNL, existe a possibilidade dos custos marginais de exploração e produção de gás não-convencional subirem nos EUA, ocasionando um aumento no nível de preços em seu mercado doméstico e, por conseguinte, redução no consumo de gás em alguns setores específicos, como a geração termelétrica (NERA 2012).

¹¹⁹ O mercado de gás natural ainda tem característica predominantemente regional. Entretanto, devido ao contínuo aumento de interações entre esses mercados regionais, percebe-se um processo de integração significativo entre eles. Em relação aos preços de gás natural, apesar dessa integração de mercados, os preços ainda são bastante influenciados pelas especificidades regionais, resultando em patamares diferenciados de preços nos diversos mercados de gás natural no mundo, notadamente, na América do Norte, Europa e bacia do Pacífico (Japão e Coreia).

¹²⁰ Os preços de gás natural no NBP, no Reino Unido, também são utilizados como referências para a Bacia do Atlântico, especialmente no mercado europeu. Ademais, o Reino Unido apresenta um mercado de gás natural mais flexível que o restante da Europa.

¹²¹ Com a crescente participação do GNL na oferta mundial de gás natural, e com as crescentes oportunidades no mercado de curto prazo *spot* para o GNL, o GNL possivelmente contribuirá para um maior grau de convergência entre os preços de gás de mercados regionais na Europa no período abrangido por este trabalho. Contudo, os diferenciais de preços entre os mercados norte-americano, europeu e asiático permanecerão, refletindo o relativo isolamento entre estes mercados e o elevado custo de transporte.

¹²² Considerou-se, para o cálculo do preço do GNL internalizado no Brasil, a média simples dos custos de frete, custos de regaseificação e custo de transporte em gasoduto das regiões Nordeste e Sudeste, a fim de determinar um custo médio para o Brasil ("Média Brasil").

¹²³ Foi utilizada a estimativa de preços para um ano compreendido no médio prazo da análise – no caso em questão, 2018 – com o intuito de evitar utilizar uma estimativa de preços no curto prazo, influenciada por eventuais oscilações nos preços atuais.

¹²⁴ Entre os meses de janeiro de 2012 e novembro de 2012, Catar, Nigéria e Trinidad & Tobago foram responsáveis, respectivamente, por 38,8%, 20,0% e 17,3% das importações de GNL para o Brasil (MME, 2012).

Tabela 135 – Cálculo *netback* de preços médios de GNL para o ano de 2018 – Bacia do Atlântico

Valores (US\$/MBtu, a preços constantes de maio 2012)	Origem		
	Catar	Trinidad & Tobago	Nigéria
Custo de Oportunidade do Gás HH (EUA) para o Brasil	13,41	13,41	13,41
Custo transporte em gasoduto (EUA)	0,38	0,38	0,38
Custo regaseificação	0,73	0,73	0,73
Custo frete (EUA - fonte)	2,16	2,60	1,53
Preço GNL na fonte	10,14	9,70	10,77
Brasil			
Custo frete (Média Brasil)	2,36	1,44	1,53
Custo regaseificação Média Brasil	0,73	0,73	0,73
Custo transporte em gasoduto (Média Brasil)	0,50	0,50	0,50
Preço de GN internalizado - Média Brasil	13,73	12,37	13,53

Fonte: Elaboração EPE, a partir de NERA (2012) e CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2012)

A Tabela 136, a seguir, apresenta as estimativas de preços do GNL internalizado, para o Brasil, para o período entre 2013 e 2022, além da projeção do *Henry Hub* (cenário de referência – EIA, 2012) e da estimativa de projeção do NBP. Os preços internados de GNL foram calculados considerando-se a estimativa de preços dos três principais países exportadores de GNL para o Brasil: Catar, Nigéria e Trinidad & Tobago.

Tabela 136 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL

Ano	Henry Hub (AEO 2013)	NPB projetado	Catar	Nigéria	Trinidad & Tobago (T&T)	Internalização Brasil		
						Catar	Nigéria	T&T
						US\$ de maio de 2012 / MMBTU		
2012	3,27	13,44	10,17	9,73	10,80	13,76	12,40	13,56
2013	3,14	13,63	10,36	9,92	10,99	13,95	12,59	13,75
2014	3,13	13,52	10,25	9,81	10,88	13,84	12,48	13,64
2015	3,58	13,38	10,11	9,67	10,74	13,70	12,34	13,50
2016	3,71	13,36	10,09	9,65	10,72	13,68	12,32	13,48
2017	3,98	13,41	10,14	9,70	10,77	13,73	12,37	13,53
2018	4,06	13,50	10,23	9,79	10,86	13,82	12,46	13,62
2019	4,15	13,73	10,46	10,02	11,09	14,05	12,69	13,85
2020	4,28	13,83	10,56	10,12	11,19	14,15	12,79	13,95
2021	4,50	13,87	10,60	10,16	11,23	14,19	12,83	13,99

Nota: Os preços do gás natural no Henry Hub foram projetados pela EIA (EIA, 2012). Os valores foram corrigidos para maio de 2012.

Fonte: Elaboração própria EPE, a partir de dados de EIA (2012).

Novamente, deve ser ressaltado que as estimativas de preços apresentadas são sinalizações dos níveis de preços internacionais internalizados (uma média de preços da malha Sudeste e malha Nordeste), calculados pela metodologia *netback value*. Os preços de gás natural, efetivamente praticados no país, seguem lógicas próprias¹²⁵ inclusive os preços de gás natural importados via GNL.

¹²⁵ Os preços de gás de origem boliviana obedecem ao contrato firmado entre o Brasil (Petrobras) e a Bolívia (YPFB); os preços de gás de origem nacional seguem os contratos firmados entre a Petrobras e as companhias distribuidoras locais.

1.3 Projeção de Preços de Gás Natural

A projeção de preços de gás natural nas edições anteriores do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) era estabelecida a partir de uma equação de correlação entre os preços de petróleo Brent e de gás natural no Henry Hub, a qual era aplicada nas projeções de preços de petróleo Brent para o cálculo estimativo dos preços de gás natural.

Para a elaboração do PDE 2013-2022, optou-se por utilizar o custo de oportunidade do gás natural exportado pelos EUA, ao invés do Henry Hub, como base para a aplicação da metodologia netback value a fim de se estimar o preço de internação do gás natural para o Brasil, uma vez que os preços de exportação de GNL pelos EUA têm sido precificados não ao Henry Hub, mas ao custo do fornecedor alternativo para o mercado consumidor em questão (usualmente, Europa ou Japão). Particularmente, assumiu-se que para o Brasil este custo de oportunidade seria baseado nos preços spot de gás praticados no Reino Unido (*National Balancing Point* - NBP).

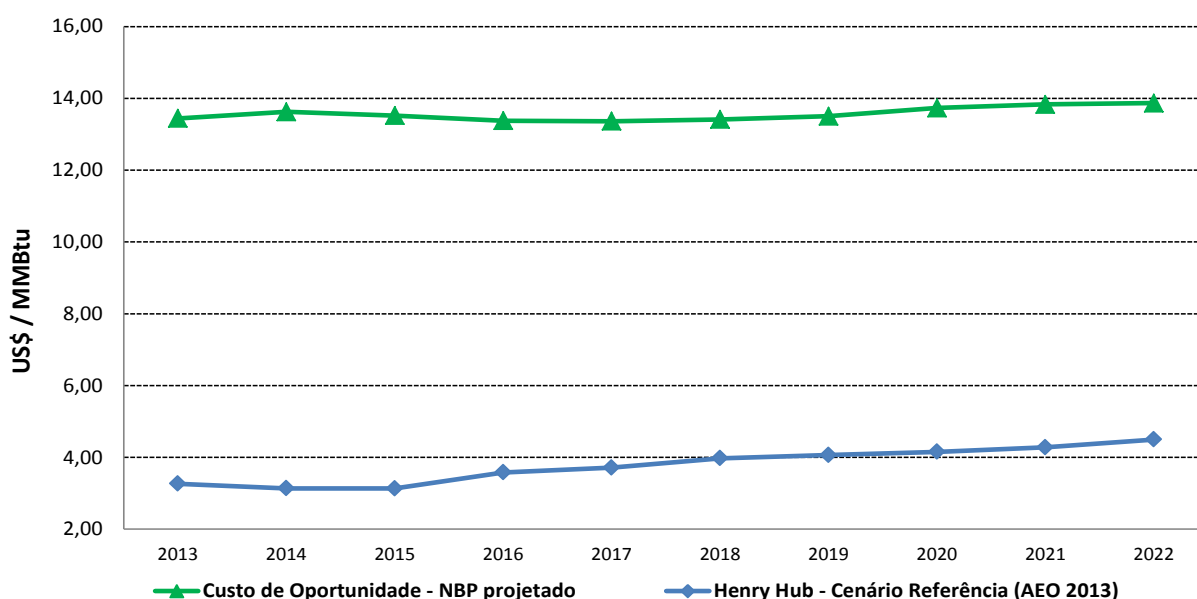
Primeiramente, utilizou-se o valor do preço spot do gás natural NBP verificado para o ano de 2012 e, a partir deste valor, aplicou-se a variação da projeção anual do petróleo Brent, calculado pela EPE, a fim de obter a série entre 2013 e 2022. À este valor projetado de gás natural no NBP, adicionou-se os custos de liquefação, frete, regaseificação e o custo de transporte em gasodutos no Brasil, a fim de se obter o custo de oportunidade do gás americano no mercado europeu.

O Gráfico 119 a seguir, apresenta a projeção do NBP (custo de oportunidade do gás no mercado europeu) e, também, a projeção de preços do gás natural no *Henry Hub*. Apesar de possuírem naturezas e metodologias de elaboração diferentes, o gráfico permite visualizar dois possíveis níveis de preços para o gás natural.

Previsões apontam para a continuidade de um nível baixo de preços de gás natural no *Henry Hub*, mas com uma tendência de crescimento. A produção de gás não convencional nos EUA continuará sendo uma realidade forte no próximo decênio, bem como o aumento da oferta de GNL no mercado mundial (bacias do Atlântico e Pacífico).

Dentre os fatores que explicam um crescimento do preço do gás natural no médio e longo prazo está o aumento do consumo de gás natural, não somente no mercado norte-americano (onde a geração elétrica está migrando para a utilização do gás natural como combustível, devido ao baixo nível dos preços), mas também nos mercados europeu e asiático. Antigas térmicas à carvão estão sendo convertidas para gás natural para serem utilizadas em geração na base, e não somente para geração na ponta. Há também a tendência mundial de redução do uso da energia nuclear, a qual deverá ser substituída por outras fontes, dentre ela, o gás natural¹²⁶.

¹²⁶ Devido ao desastre ocorrido no Japão (cidade de Fukushima) em 2011, tem havido uma mudança no mercado global de energia, resultando no cancelamento e/ou adiamento da construção de usinas atômicas. A redução da geração de energia por usinas nucleares criou uma demanda adicional para os outros combustíveis.

Gráfico 119 – Projeção de preços de gás natural no NBP (Custo de Oportunidade) e no *Henry Hub*

Nota: Para a projeção do preço do gás natural no Henry Hub utilizou-se a projeção do cenário de referência do Annual Energy Outlook 2013 (EIA, 2012), com valores corrigidos para maio de 2012.

Fonte: Elaboração EPE, a partir de EIA (2012).

Os preços irão se recuperar de maneira lenta, em relação aos preços dos derivados de petróleo, no período em projeção, refletindo a expectativa que os custos para a produção do gás tenderão a aumentar, uma vez que a produção cada vez mais irá se deslocar para áreas/bacias exploratórias menos produtivas e mais dispendiosas (EIA, 2012).

1.4 Competitividade do gás natural no Brasil em relação ao óleo combustível

O mercado de gás natural no Brasil observou um grande crescimento nos últimos anos, exceto para o ano de 2009, voltando a crescer no ano de 2010. Este mercado é influenciado por vários fatores¹²⁷, principalmente pela competitividade frente aos seus energéticos substitutos.

A projeção dos preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro¹²⁸, foi utilizada para a determinação da relação de competitividade com os preços de gás natural. Para o cálculo em questão, considerou-se uma relação de competitividade de 85% (equivalência energética em US\$/MMBtu)¹²⁹ entre os preços de gás natural (nos *citygates*) e de OC ATE (*ex refinaria*) internalizado (em decorrência de sinalizações da Petrobras), obtendo-se os valores¹³⁰ apresentados na Tabela 137.

¹²⁷ Os principais fatores relacionados à competitividade foram os descontos nos preços concedidos pela Petrobras, à alta do preço do petróleo e seus impactos sobre os preços dos derivados. Outros fatores estão relacionados às qualidades intrínsecas do gás natural como energético (como queima homogênea e maior eficiência operacional) e aumento da disponibilidade de gás (devido à ampliação da malha de dutos, crescimento vegetativo do mercado, etc.).

¹²⁸ No segmento industrial e no segmento termelétrico.

¹²⁹ Preços de gás natural (no *citygate*) nos mesmos níveis (em equivalência energética – US\$/MMBtu) dos preços de óleo combustível - alto teor de enxofre (*ex refinaria*).

¹³⁰ Foram utilizados dados da base Platts (2012) e modelagem própria da EPE com base econométrica correlacionada ao petróleo *Brent*, ajustada para fatores de mercado. As informações referentes às hipóteses de competitividade foram obtidos a partir com interações com os agentes do setor. Todavia, é importante destacar que não há como garantir que o preço do óleo combustível no Brasil flutuará como no mercado internacional. Para a projeção de preços de longo prazo, a premissa de convergência às cotações do mercado internacional é

Tabela 137 – Projeção de preços do gás natural: hipótese de competitividade de 85% com o OC ATE

Ano	OC ATE	GN (85% OC ATE)
	US\$ de maio de 2012/MBtu	
2013	12,95	11,00
2014	12,99	11,04
2015	13,03	11,07
2016	13,05	11,09
2017	12,16	10,34
2018	11,41	9,70
2019	10,91	9,27
2020	10,58	8,99
2021	10,57	8,99
2022	10,61	9,02

Fonte: Elaboração EPE.

2. Expansão da Oferta de Gás Natural

As fontes de oferta de gás natural foram classificadas em:

- (I) Gás natural de produção nacional;
- (II) Gás natural importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL); e
- (III) GNL importado através dos terminais de regaseificação.

Nesta seção foi considerada a oferta de gás natural resultante da previsão de oferta potencial, descontados: os volumes de gás das áreas sem infraestrutura de transporte e processamento e as correções dos volumes de gás¹³¹ disponibilizados nos pontos de oferta.

A projeção da oferta de gás natural de produção nacional foi calculada a partir das previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) com campos em produção, das estimativas dos RD em fase de avaliação (contingentes), das perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND) tanto das áreas já contratadas por empresas quanto das ainda pertencentes à União, todas agrupadas nos pontos de oferta.

Consideram-se pontos de oferta as seguintes unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural: Urucu no Amazonas; Lubnor no Ceará; Guamaré no Rio Grande do Norte; Pilar em Alagoas; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeias, e São Francisco do Conde na Bahia; Lagoa Parda, Cacimbas e Ubu no Espírito Santo; Cabiúnas e REDUC no Rio de Janeiro, Merluza e Caraguatatuba em São Paulo.

Adicionalmente, foram considerados como pontos de oferta:

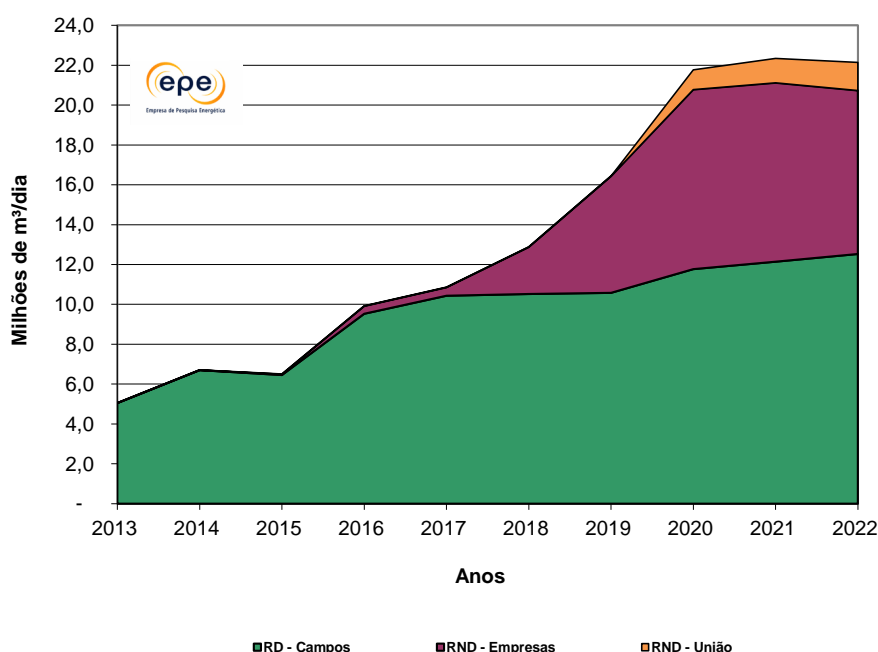
razoável, ainda que incorporando questões associadas às políticas de preços de derivados do Governo e da Petrobras. À guisa de exemplificação, o percentual médio de competitividade entre os preços do gás natural (para faixa de consumo industrial de 20 mil m³/dia) e do óleo combustível equivalente (OCA1), para o período de janeiro de 2012 a novembro de 2012, foi de 96,5% em São Paulo. Quando desconsiderados os tributos incidentes, o percentual de competitividade entre o gás natural e o OCA1 neste estado chega a 103,1% (vide Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - MME, 2012).

¹³¹ Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

- Corumbá, Mato Grosso do Sul, para o gás natural importado pelo GASBOL¹³²;
- Os terminais de regaseificação de GNL de Pecém – CE, da Baía de Guanabara – RJ e o novo terminal localizado na Bahia;
- Parecis (futuro) em Mato Grosso¹³³, REGAP (futuro) em Minas Gerais e REFAP (futuro) no Rio Grande do Sul;
- São Antonio dos Lopes na bacia do Parnaíba no Maranhão.

Os resultados das projeções de oferta potencial no período decenal são apresentados nos gráficos a seguir para as regiões Norte¹³⁴, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Gráfico 120 – Oferta total da Região Norte

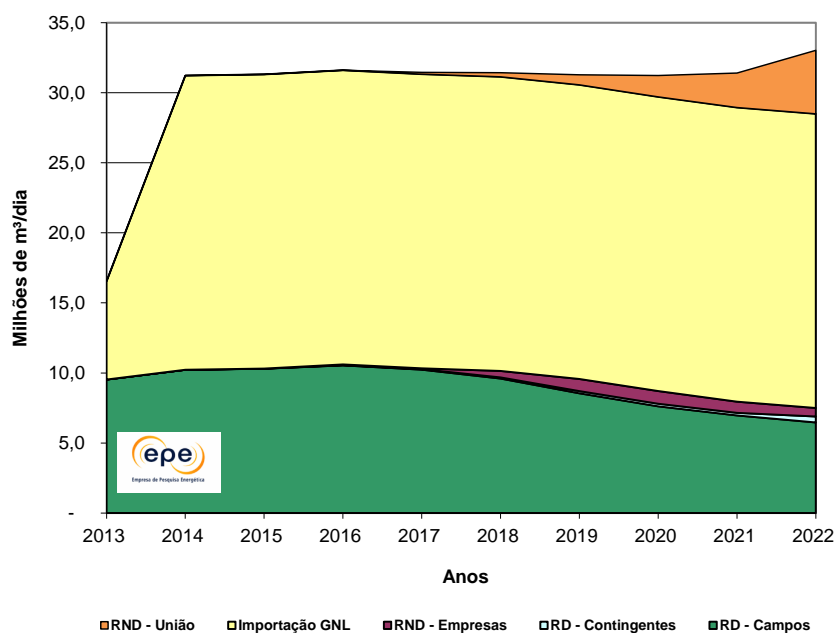


Fonte: EPE

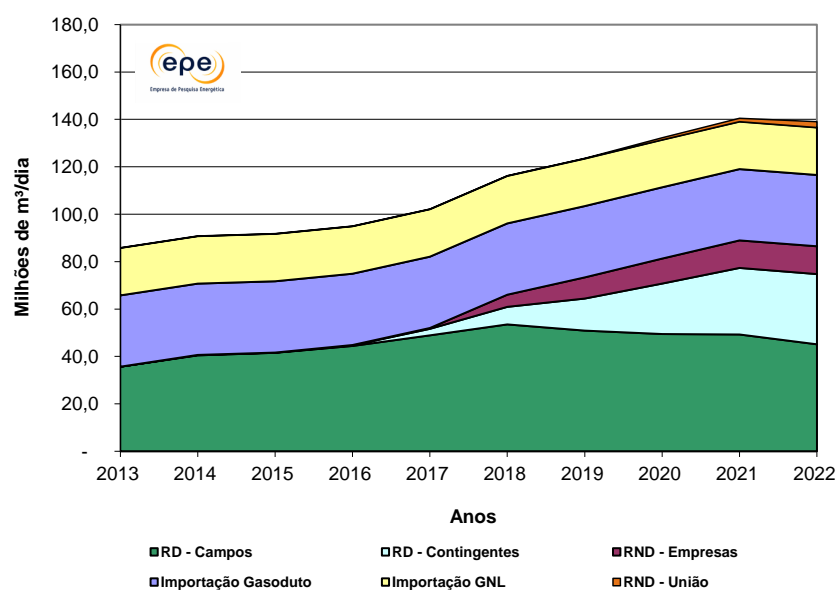
¹³² O GASBOL oferta gás natural para os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

¹³³ A oferta de gás natural em Parecis e a do Maranhão não estão contabilizadas nos gráficos de oferta. Estas serão comentadas na seção 2.4 deste Capítulo.

¹³⁴ A oferta de gás natural representada para Urucu (AM) inclui os campos de gás não associado já considerando a redução equivalente ao teor de inertes. Este perfil de oferta é passível de alterações em função da política da empresa operadora diante do comportamento do mercado a ser atendido ao longo do decênio e do requerimento de estações de recompressão para o aumento da capacidade do gasoduto.

Gráfico 121 – Oferta total para a Região Nordeste

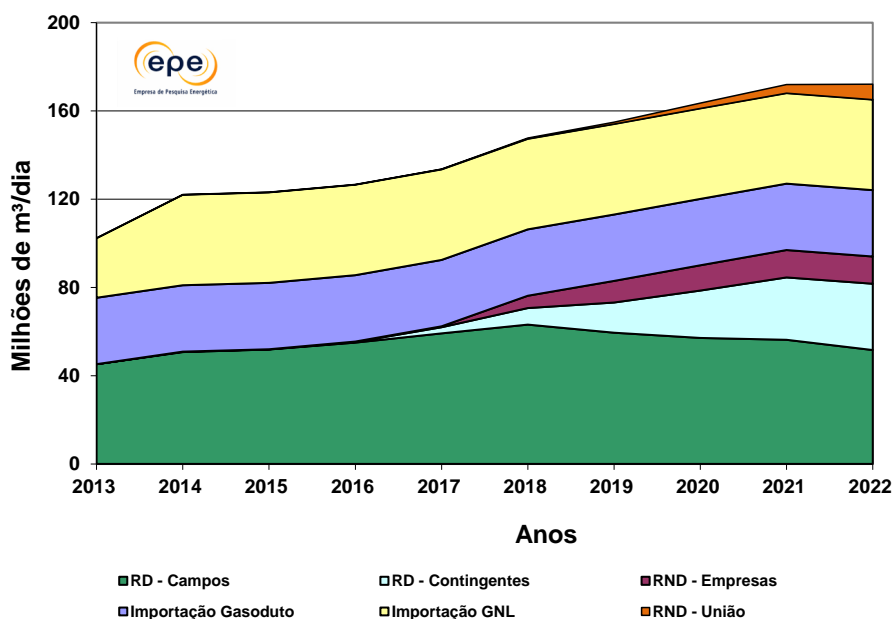
Fonte: EPE

Gráfico 122 – Oferta total para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

Fonte: EPE

O Gráfico 123 apresenta a consolidação da oferta total para a Malha Integrada do Brasil, excluindo os sistemas isolados (Região Norte, Maranhão, gasoduto Lateral Cuiabá e o trecho 01 do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre).

Gráfico 123 – Oferta total Brasil (malha integrada)



3. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural

Nos últimos anos, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira, tendo alcançado em 2011 o valor de 10,2% da oferta interna de energia, de acordo com o BEN 2012. As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior. A entrada de novas áreas produtoras e de mais um terminal de regaseificação de gás, na Bahia, e a necessidade de atender ao aumento das demandas, tanto as não-termelétricas quanto as termelétricas, resultarão em maiores volumes de gás natural produzidos, importados, transportados e comercializados.

A demanda de gás natural é apresentada no Capítulo II deste Plano. Além disso, foi considerado 1,5 GW em térmicas indicativas em 2022, consumindo cerca de 6,4 milhões m³/d de gás natural. Cabe ressaltar que foi adotado o conceito de demanda não-termelétrica potencial explicitado no Capítulo II.

São apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural da Região Norte¹³⁵, da Região Nordeste e do agrupamento das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Não são apresentados aqui balanços dos sistemas isolados pois, embora em alguns casos, como o do estado do Maranhão, já exista previsão de consumo termoelétrico, estes sistemas não contam com gasodutos e ainda não tem uma demanda mapeada. Os sistemas isolados são abordados mais adiante.

As demandas não-termelétricas englobam as demandas das distribuidoras e o consumo da Petrobras, no segmento *downstream*. As demandas termelétricas englobam as térmicas a gás e as bicompostíveis, em sua capacidade nominal efetiva, para efeito de impactos em termos de infraestrutura. Adicionalmente, os gráficos indicam o despacho médio previsto para as termelétricas (gás e bicompostível), de maneira a possibilitar a visualização dos valores, que serão alcançados pela demanda efetiva nesse setor.

¹³⁵ É apresentado um balanço independente para a Região Norte, uma vez que embora se trate de um sistema isolado, ou seja, não possui interligação com o restante da rede de transporte de gás natural, o mesmo possui gasodutos que ligam a produção de gás aos locais de consumo da região.

Ao final da seção, é apresentado o balanço consolidado de gás natural brasileiro, elaborado com base nos cenários de ofertas e demandas previstos, para as regiões que estão integradas por gasodutos.

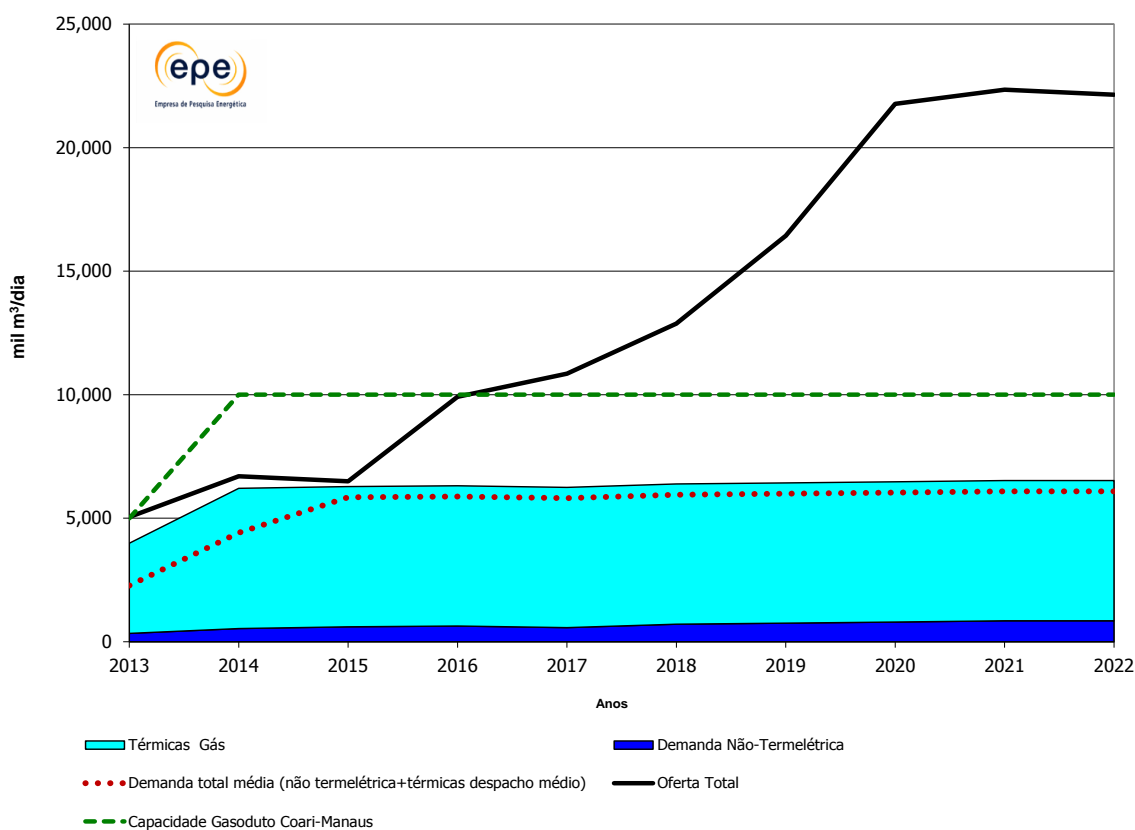
3.1 Região Norte

Na Região Norte, a oferta de gás será proveniente da Bacia do Solimões (Polo de Urucu e área do Juruá), com destinação ao mercado de Manaus. Ressalta-se que a ocorrência de áreas e campos de gás não associado, nesta região, permite que a oferta tenha uma boa flexibilidade (vazão x tempo), ao longo do período analisado, podendo ser ajustada à medida que a demanda for se efetivando, ou, de acordo com os prazos contratuais.

Com relação à demanda da Região Norte, espera-se um aumento do mercado não-termelétrico, por parte da companhia distribuidora local – CIGAS, após a ampliação das redes de distribuição, tendo em vista a utilização de gás natural para fins comerciais, em Manaus. Além disso, no final deste decênio está prevista uma unidade de GTL PARAFINAS no Estado do Amazonas.

O Balanço da Região Norte, mostrado no Gráfico 124 a seguir, evidencia que a região possui uma oferta capaz de atender plenamente à demanda projetada. A principal dificuldade que se impunha ao aproveitamento dessas reservas era o isolamento das áreas produtoras e consumidoras, cuja solução se deu com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

Gráfico 124 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural



3.2 Região Nordeste

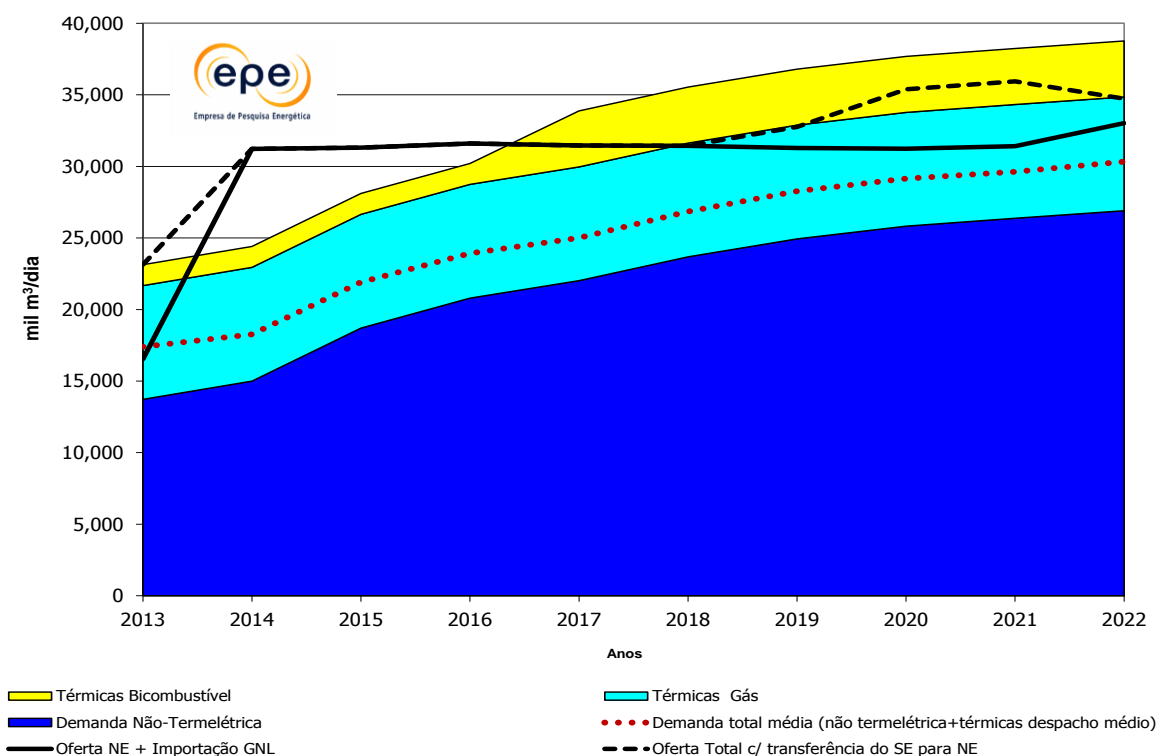
Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual no período decenal. O início da produção do campo de Manati foi um evento de relevância, que elevou consideravelmente os níveis de oferta da região no curto prazo. A despeito desse fato, a oferta dos campos descobertos, na região, mantém a tendência esperada de produção decrescente em todo o decênio.

Está prevista para 2014 a entrada em operação do terminal de regaseificação de GNL na Bahia com capacidade de 14 milhões de m³/dia. A importação de GNL será uma alternativa para a manutenção dos níveis de oferta para a região, o que ainda propiciará uma maior flexibilidade de atendimento ao mercado termelétrico local.

O Gráfico 125 mostra o balanço de gás natural da Região Nordeste. Durante o período 2018-2022, observa-se a necessidade adicional de gás natural, em função da tendência de crescimento da demanda, principalmente a não-termelétrica. Essa necessidade adicional será atendida pelo Sudeste, através do gasoduto GASENE, e complementarmente ao considerar o cenário de despacho máximo, há a possibilidade de que, as térmicas bicomcombustíveis venham a operar com óleo, e não a gás, ou que venha a ser necessário um aumento da importação de GNL.

A partir de 2014, com o novo terminal de GNL na Bahia mais o complemento de gás natural via GASENE, as termelétricas a gás natural deverão ser plenamente atendidas.

Gráfico 125 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicomcombustíveis. Não foi considerada a oferta de gás natural do Maranhão, uma vez que se trata de um sistema isolado.

Fonte: EPE

3.3 Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

Do ponto de vista da oferta, é importante destacar o aumento da produção de gás das Bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos, que, além de abastecer a Região Sudeste, atenderá também a Região Sul e, através do gasoduto GASENE, a Região Nordeste.

Outro destaque é a possibilidade de complementação da oferta interna da região, através do aumento de capacidade do terminal de importação de GNL, situado na Baía de Guanabara (RJ), que passará dos atuais 14 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia em 2013, propiciando uma maior segurança e flexibilidade ao abastecimento da região.

Considera-se ainda que, a importação de gás natural da Bolívia será mantida nas condições contratuais atuais do GASBOL, de 30,1 milhões de m³/dia, ao longo de todo o período analisado, apesar de o término do contrato de suprimento de gás estar previsto para 2019.

Com relação à demanda, o destaque é a elevação do consumo previsto para Regiões Sudeste e Sul, devido à ampliação, tanto da demanda termelétrica quanto da não-termelétrica. Nesse contexto, é de grande relevância a inclusão do consumo de gás para o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em Itaboraí, a partir do ano de 2015; o aumento das demandas de gás na REDUC, ditado pelos novos projetos no refino, com uso do gás natural, e, a previsão da implantação de três novas unidades de fertilizantes, entre 2014 e 2019.

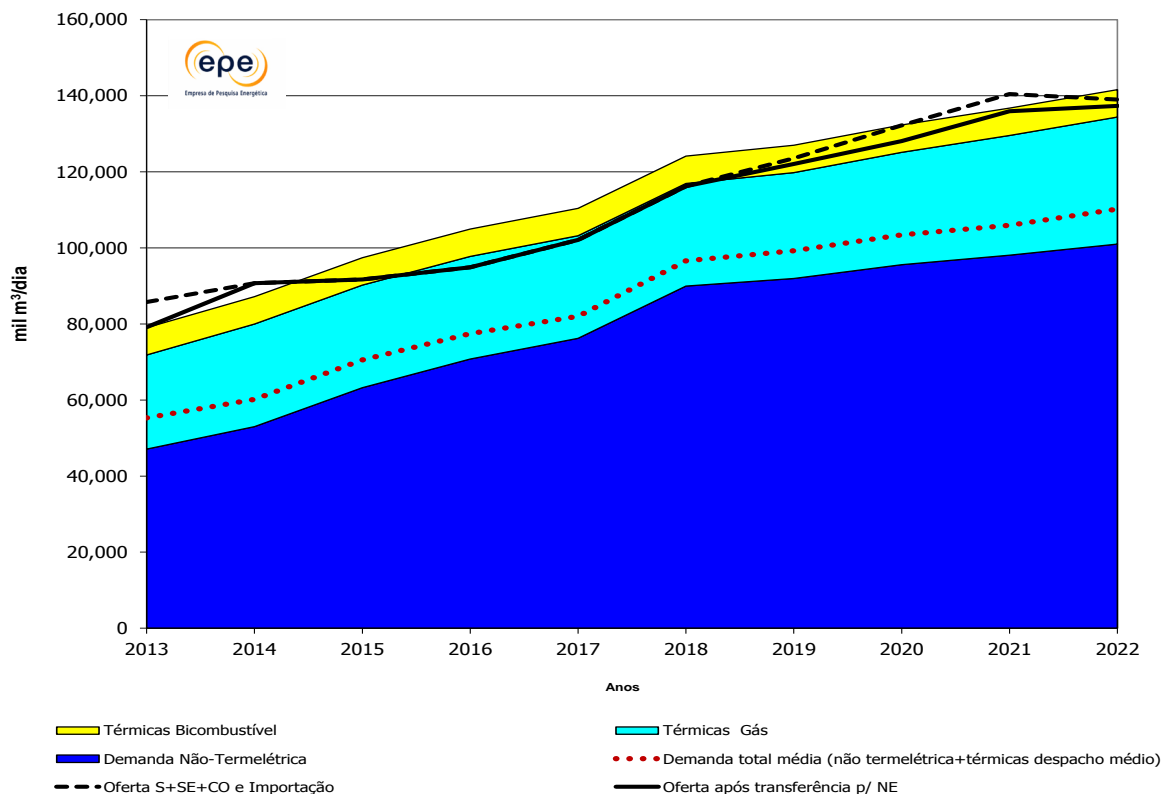
A oferta de gás natural apresentará forte crescimento até 2022, em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e de gás, nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, e, da unidade de GNL, no Rio de Janeiro. O progresso na obtenção de informações geológicas oriundas das áreas do Pré-sal, nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, além da viabilização dos campos considerados como recursos contingentes, poderão alterar o quadro de oferta de gás.

A oferta de gás das Bacias de Campos e de Santos, como já foi constatada, apresentará aumentos significativos no decênio. Contudo, observa-se que nos estados próximos a essas bacias, haverá, também, um significativo crescimento da demanda, que absorverá grande parte da oferta adicional delas proveniente.

Observa-se ainda que, nos próximos dez anos, a importação de gás natural da Bolívia manterá sua importância no cenário nacional, pois continuará sendo uma alternativa para o fornecimento de gás, às regiões que apresentam limitação na oferta, como por exemplo, a Região Sul. Há que se estudar a possibilidade de aumento da oferta de gás na região, através da utilização de unidades de GNL embarcado (unidades FSO¹³⁶ de gás).

O Gráfico 126 mostra o balanço de gás natural das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, onde se observa que a oferta local, composta pela oferta interna, importação da Bolívia e importação de GNL, é superior à demanda (linha tracejada). Devido à necessidade de transferência de gás natural para o Nordeste, para fins de atendimento ao mercado termelétrico a gás, e, ao considerar-se o cenário de despacho máximo, há a possibilidade de que, no período 2015-2022, térmicas bicomcombustíveis venham a operar com óleo, e não a gás. Outra opção seria o aumentar-se a importação de GNL.

¹³⁶ *Floating, Storage and Offloading.*

Gráfico 126 – Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste: Projeção do balanço de gás natural

Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicombustíveis.

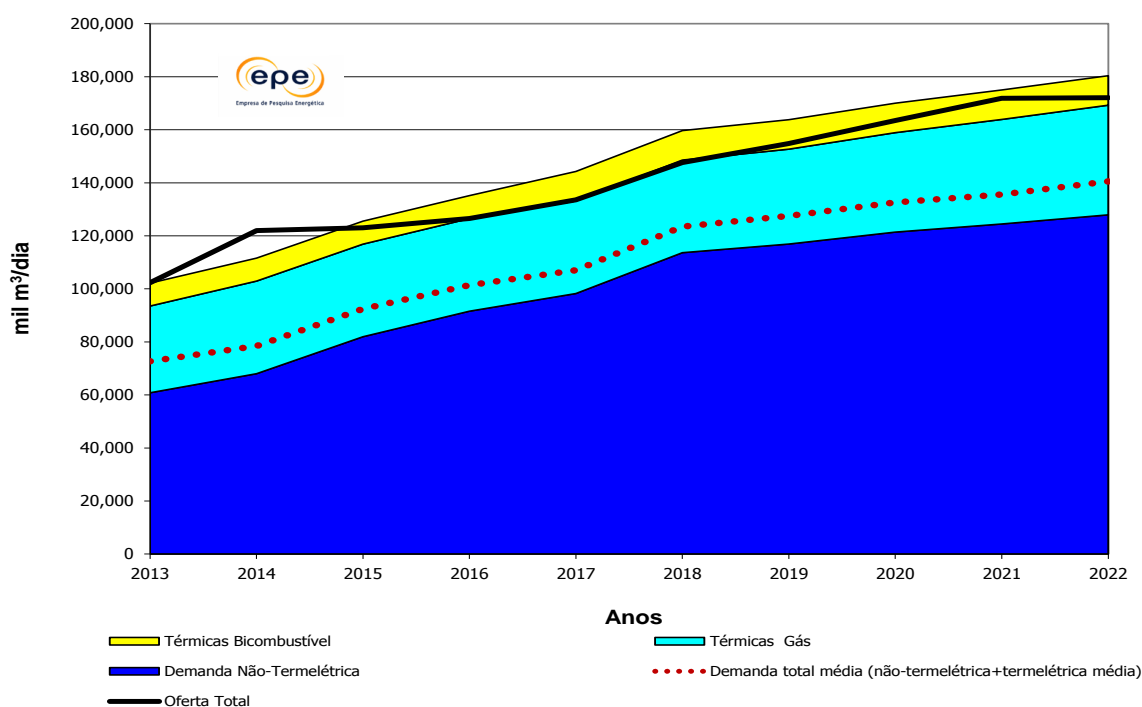
Fonte: EPE

3.4 Balanço de oferta e demanda do Brasil – Malha integrada

O Gráfico 127 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se os sistemas isolados.

No período 2015-2022 uma parte das demandas das termelétricas bicombustíveis poderá operar com combustíveis alternativos, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas. Este quadro pode mudar, caso haja aumento da oferta interna, devido à antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes), ou pelo acréscimo no volume de GNL importado, por meio das unidades até então existentes, ou de uma nova unidade, já visualizada como necessária. A utilização e a quantificação dessa oferta adicional dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicombustíveis.

Gráfico 127 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicomcombustíveis.

Fonte: EPE

3.5 Considerações finais

A Região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente, quanto ao atendimento de sua demanda, já que suas reservas são capazes de atender ao crescimento do mercado local no período deste Plano (Gráfico 124). Há que se desenvolver estudos para a utilização da oferta excedente de gás natural, conforme explicitado no referido gráfico.

Na Região Nordeste, no médio prazo, haverá queda na oferta regional líquida associada ao declínio natural dos campos e ao aumento na demanda, especialmente no segmento não termelétrico e *downstream*. Essa previsão corrobora a decisão pelo novo terminal de importação de GNL e a interligação, via gasodutos, com regiões superavitárias em gás natural, como a Bacia do Espírito Santo (Gráfico 125).

Nas Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste há uma significativa elevação da oferta nos anos que se seguem, em função do expressivo crescimento nas produções das Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, além do aumento de capacidade do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara. Para este Plano, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional (Gráfico 126).

A infraestrutura de transporte deverá ser expandida para acomodar a crescente movimentação do gás natural, desde a fonte produtora, até os mercados consumidores de forma otimizada e confiável.

4. Infraestrutura de Transporte de Gás Natural

Para a avaliação da infraestrutura logística de suprimento de gás natural foram consideradas as demandas das companhias distribuidoras, das termelétricas (a gás e bicomcombustíveis) e as demandas do sistema Petrobras no segmento *downstream* (Refinarias e Fafens – Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados).

Pelo lado da oferta, foram considerados os campos em produção, as áreas em avaliação, os recursos não-descobertos (empresas e União), a importação de gás via gasodutos e via GNL. Foram elaborados balanços volumétricos das previsões de oferta e demanda de gás natural, por sistemas regionais, considerando a infraestrutura para o transporte.

Simulações termofluido-hidráulicas referentes às configurações de infraestrutura anuais foram efetuadas para fins de identificação de gargalos e de investimentos adicionais na configuração da malha de suprimento de gás natural, tomando por base os balanços de demanda e oferta de gás natural.

4.1 Panorama atual

A malha da rede nacional de gasodutos conta em dezembro de 2012 com um total de 9.489,2 km distribuídos por todas as regiões brasileiras.

Existem 3 operadores atuando na malha integrada atualmente:

A Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), que opera no Rio Grande do Sul o gasoduto Uruguai-Porto Alegre, cujos trechos em operação atualmente compreendem o gasoduto que vai de Porto Alegre ao polo petroquímico de Triunfo e o trecho que vem da divisa com a Argentina até a cidade de Uruguai.

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera o GASBOL, como se pode depreender do próprio nome da companhia.

O restante da malha brasileira integrada, que consiste de parte da malha Sudeste, o GASENE e a malha do Nordeste é operado pela Transpetro.

4.1.1 Região Norte

A Região Norte conta com um único gasoduto, dividido em dois trechos (Urucu – Coari e Coari – Manaus), na região produtora de petróleo e gás de Urucu (AM), interligando esta região produtora até Manaus. O gasoduto, com extensão total de 661 km, possui diâmetro de 18 polegadas no primeiro trecho e 20 polegadas no segundo.

O balanço energético dessa região considera o volume de gás para atendimento às demandas das termelétricas de Manaus e as previsões de distribuição de gás pela CIGÁS, a companhia distribuidora local.

A área de Urucu possui três unidades de processamento de gás natural independentes, que apresentam capacidade total de processamento de 9,7 milhões de m³/dia.

4.1.2 Região Nordeste

A malha de gasodutos da Região Nordeste totaliza a extensão de 2.134 km com diâmetros que variam entre 8 a 26 polegadas. Esta região possui 11 unidades de processamento de gás natural que apresentam a capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia, distribuída entre Ceará (0,35 milhões de m³/dia), Rio Grande do Norte (5,8 milhões de m³/dia), Alagoas (1,8 milhões de m³/dia), Sergipe (3,25 milhões de m³/dia) e Bahia (13,3 milhões de m³/dia).

4.1.3 Região Sudeste

A malha de gasodutos da Região Sudeste foi ampliada em 194 km no ano de 2011 com a entrada em operação dos dutos GASTAU (Caraguatatuba-Taubaté), GASAN II (Cubatão-Capuava) e GASPAL II (Guararema-Mauá), todos em São Paulo. Atualmente, a malha de gasodutos da região totaliza a extensão de 3.937 km e diâmetros variáveis de 8 a 38 polegadas. A capacidade total das unidades de processamento de gás natural localizadas na região Sudeste é de 44,49 milhões de m³/dia, distribuída entre Rio de Janeiro (21,74 milhões de m³/dia), Espírito Santo (20,45 milhões de m³/dia) e São Paulo (2,3 milhões de m³/dia).

4.1.4 Regiões Sul e Centro-Oeste

A malha de gasodutos da Região Sul totaliza a extensão de 1.379,2 km, com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas, e é composta pelo trecho sul do GASBOL, e o gasoduto Uruguiana – Porto Alegre.

A malha de gasodutos da Região Centro-Oeste totaliza extensão de 1.531 km. Divide-se entre o trecho norte do GASBOL, com diâmetro de 32 polegadas, e o gasoduto de importação da Bolívia para o Estado de Mato Grosso, denominado de Lateral Cuiabá, com diâmetro de 18 polegadas.

Estas regiões não possuem nenhuma unidade de processamento de gás natural instalada, por movimentarem gás proveniente da Bolívia, já especificado para o transporte.

4.2 Expansão da infraestrutura

A análise da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural contemplou os projetos aprovados ou em implantação, ou seja, os projetos já definidos pelo Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), pelo Plano de Antecipação da Produção de Gás da Petrobras (PLANGÁS), e outras ampliações que se mostraram necessárias. Ressalta-se que alguns desses projetos ainda estão em fase de estudos.

4.2.1 Região Norte

Não há ampliações previstas para esta região, no período decenal, considerado neste relatório.

4.2.2 Região Nordeste

Considera-se, para o período englobado por este PDE, a instalação do chamado trecho I do GASFOR II (Gasoduto Serra do Mel – Pecém), que vai de Horizonte a Caucaia e está previsto para entrar em operação a partir de 2014. A Figura 23 mostra o sistema atual da Região Nordeste.

Figura 23 – Sistemas de transporte – Região Nordeste



Fonte: Elaboração EPE

4.2.3 Região Sudeste

Está prevista nesse período a ampliação da capacidade do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara de 14 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia a partir do ano de 2014.

Foi considerado a partir de 2015 um novo gasoduto, já denominado de GASUBE, para atendimento da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados UFN V, localizada em Minas Gerais, de acordo com o planejamento para o PAC 2. A

Figura 24 apresenta o mapa com as expansões previstas para o Sudeste.

Figura 24 – Sistemas de transporte – Região Sudeste



Fonte: Elaboração EPE

Quanto à capacidade de processamento de gás no Espírito Santo, a unidade de Cacimbas teve ampliação de 7 milhões de m^3/dia em sua capacidade de processamento, enquanto a UTG Sul Capixaba foi ampliada em 2,5 milhões de m^3/dia para tratamento de gás, totalizando uma ampliação realizada de 9,5 milhões m^3/dia na capacidade de processamento deste Estado. Para o período englobado neste trabalho, considera-se que há possibilidade de expansão de 18.000 mil m^3/dia na capacidade de processamento da região Sudeste, a ser implementada em Caraguatatuba (SP).

4.3 Expansão indicativa

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas pela EPE, para a avaliação do desempenho das malhas de suprimento de gás natural, no período de 2013-2022. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2017 e 2022.

As simulações têm como base a implantação dos novos empreendimentos previstos, os balanços de oferta e demanda de gás, fornecendo a identificação de possíveis restrições na cadeia logística de suprimento de gás.

Uma análise do desempenho da expansão da infraestrutura de transporte, com caráter indicativo, é apresentada nesta seção, tomando como base as simulações efetuadas, as restrições identificadas e as sugestões destinadas ao atendimento da demanda do sistema.

Neste trabalho, foi utilizado o software de simulação termofluido-hidráulica *Pipeline Studio*, versão 3.3.0.5, para a simulação das configurações das malhas Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Foram considerados cenários de despacho máximo para as usinas termelétricas, nos quais todas as usinas são atendidas exclusivamente com gás natural (mesmo aquelas do tipo bicomustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis alternativos).

No aspecto da oferta, há mudanças significativas no horizonte estudado. A partir de 2013 está prevista pela Petrobras a expansão da capacidade de liquefação de GNL no terminal da Baía da Guanabara, no Rio de Janeiro, de 14 para 20 milhões m³/dia, visando ao abastecimento das demandas da Região Sudeste. A partir de 2015 foi considerado um terminal de GNL no estado da Bahia com possibilidade de 14 milhões m³/dia de oferta, igualmente conforme previsão da Petrobras.

Além do GNL, foi considerado que o GASBOL continuará provendo ao sistema até 30 milhões m³/dia durante todo o horizonte do PDE.

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com grande probabilidade de impacto na malha: COMPERJ, RENEST, UFN-III, UFN-IV, UFN-V.

A seguir são apresentados os resultados da simulação para os anos de 2017 e 2022.

Resultados da simulação para o ano de 2017

Para a simulação deste ano, cabem alguns destaques que ressaltam a sua diferença com relação à simulação do ano de 2013: todos os grandes empreendimentos previstos estarão em pleno despacho, e a Região Nordeste poderá ser atendida por um novo ponto de oferta de GNL de 14 milhões m³/dia na Bahia. Portanto, é uma situação distinta do que acontece atualmente.

Outro aspecto relevante é que, nas condições de balanço de demanda e oferta avaliadas, a malha integrada não conseguiria atender todas as demandas potenciais identificadas no horizonte deste Plano (sem que isto implicasse no corte de atendimento de outras demandas na malha integrada).

Nesse caso, a malha do GASBOL passaria a demandar gás proveniente da malha da Petrobras da Região Sudeste por meio das conexões em Paulínia e Guararema. Ainda assim, por conta da infraestrutura do GASBOL e de restrições de oferta de gás ao longo de toda a malha integrada, haveria a necessidade de as térmicas Sepé Tiaraju (Canoas-RS) e Willian Arjona (Campo Grande-MS), ambas bicomustíveis, despacharem com combustível substituto. Além disso, o pleno atendimento do ponto de entrega de Canoas permaneceria com limitações de infraestrutura, consideradas as condições de balanço de demanda e oferta identificadas. O GASBOL tem características telescópicas que se identificam pela redução do diâmetro ao longo do duto. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante o escoamento, principalmente quando associada a altas vazões. Essa situação ocorre no cenário de 2017 devido ao somatório das demandas com volumes expressivos em um mesmo ponto, no final da malha (UTE Canoas e ponto de entrega de Canoas), onde ocorre o menor diâmetro do GASBOL.

Essas elevadas perdas de carga impediriam o atendimento de demandas no final do duto, ainda que a UTE Canoas operasse com combustível substituto. Desse modo, haveria problema de infraestrutura para o atendimento dessa demanda através do GASBOL, caso houvesse gás disponível, mas como há

restrição na oferta em relação ao crescimento total da demanda, esta situação se sobrepõe sobre aquela¹³⁷. Disso resulta que não há indicação de mudança na infraestrutura.

A Região Sudeste irá direcionar o gás excedente preferencialmente para a malha GASBOL. Em razão da entrada em operação do novo terminal de GNL na Bahia, as demandas na Região Nordeste praticamente não sofrem impacto. O terminal da Bahia iniciará sua operação em 2015 e, no ano de 2017, a malha Nordeste demandaria um volume praticamente igual à capacidade do terminal. Essa oferta de GNL, no entanto, não é suficiente para eliminar totalmente a restrição de oferta, de modo que se considera que a UTE Camaçari (bicombustível) deverá operar com combustível substituto.

Resultados da simulação para o ano de 2022

O diagnóstico da simulação para a malha do GASBOL em 2022 preserva similaridades com aquele do ano de 2017. Em razão da infraestrutura dessa malha, não haveria possibilidade de despachar completamente as térmicas de Araucária e Canoas. O aumento significativo da demanda no final do trecho Sul do GASBOL agravaria a dificuldade do atendimento total do ponto de entrega de Canoas, mesmo no caso de a UTE Sepé Tiaraju (Canoas) operar com combustível substituto.

Nota-se, por conseguinte, que o problema de infraestrutura para o atendimento das demandas no Sul do GASBOL mantém-se latente pela restrição de oferta, que impede que a totalidade da demanda potencial identificada seja satisfeita. Mesmo que houvesse disponibilidade global de oferta, no caso da UTE Araucária, uma alteração de infraestrutura seria requerida para o atendimento da demanda sem prejuízo de outros pontos de entrega.

Para atendimento da UTE Araucária, identificaram-se duas possibilidades: a instalação de uma estação de compressão entre Capão Bonito e Araucária ou a duplicação do trecho que vai de Paulínia até Araucária. Para operação da UTE Sepé Tiaraju manteve-se o combustível substituto.

Identifica-se crescimento na transferência de volume de gás proveniente da Malha da Petrobras da Região Sudeste para a malha do GASBOL em relação ao ano de 2017. No entanto, esse volume não seria suficiente para o atendimento total das demandas potenciais vislumbradas no Sul.

A característica marcante que diferencia este ano dos anos de 2013 e 2017, seria a malha da Região Sudeste da Petrobras exportando simultaneamente para o GASBOL e para a malha da Região Nordeste através do GASENE.

4.4 Novos sistemas em estudo

Alguns estados brasileiros, ainda não atendidos por gasodutos, pleiteiam a construção de infraestrutura de transporte de gás natural para atendimento dos seus mercados. Nesses estados, foram criadas companhias distribuidoras de gás canalizado que promoveram estimativas de mercados potenciais. Há que se considerar que, em termos de atratividade econômica, estes projetos de gasodutos são de grande risco e requerem, portanto, análises de grande complexidade incluindo os benefícios indiretos de estímulo aos desenvolvimentos regionais. Desta forma, apesar de citados a seguir, estes gasodutos não foram contemplados nas estimativas de investimento do PDE.

¹³⁷ Ressalte-se que, por não terem avançado na fase de planejamento, não foram considerados neste ciclo dos estudos os dois terminais de regaseificação de GNL aventados para o Rio Grande do Sul (um em Rio Grande e outro em Rio Grande ou Tramandaí).

4.4.1 Pará

Atualmente estão sendo elaborados estudos para levantamento de mercado potencial de gás para o estado. O suprimento da demanda de gás natural do Pará está sendo idealizado pela Companhia Distribuidora Local a partir da interligação com o Maranhão (projeto do Gasoduto Meio Norte – ainda em fase de estudos).

4.4.2 Maranhão

O estudo de mercado de gás natural para este estado está sendo elaborado pela GASMAR. O suprimento para o estado está baseado na concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte, ligando, no seu tramo principal, as cidades de Fortaleza (CE), Teresina (PI) e São Luís (MA), além de outros ramais. Cabe ressaltar que a previsão potencial de recursos não descobertos, representado por várias bacias, para o Maranhão podem alcançar um volume expressivo no final do decênio. Atualmente, a produção de gás natural neste estado está destinada exclusivamente para geração termelétrica.

4.4.3 Piauí

Assim como no Pará e Maranhão, o atendimento da demanda de gás natural deste estado depende da concretização de algum projeto de infraestrutura de gás natural.

4.4.4 Goiás e Distrito Federal

Os estudos de mercado potencial de gás natural apontam para suprimento a partir da concretização do Gasoduto do Brasil Central ligando São Carlos (SP), Goiânia e Brasília, com 885 km de extensão, além de dois outros ramais com mais 595 km. Atualmente Goiás e Distrito Federal recebem gás via GNL transportado, por caminhões, da planta da GasLocal localizada em Paulínia – SP.

4.4.5 Mato Grosso

Embora Mato Grosso possua o gasoduto Lateral – Cuiabá, esta região ainda se encontra isolada da malha de gasodutos brasileira. Cabe ressaltar que a previsão potencial de recursos não-descobertos na bacia do Parecis podem alcançar 2,4 milhões de m³/dia no final do decênio.

4.5 Expansão da infraestrutura via GNL

A instalação de terminais de regaseificação de GNL deve complementar e servir como alternativa às ampliações adicionais na infraestrutura de gasodutos até, pelo menos, que se confirmem os grandes volumes de gás associado e não-associado das novas áreas do pré-sal, ainda em avaliação.

O GNL, uma vez entregue em um terminal de regaseificação, pode ser então, distribuído pelos diversos modais disponíveis, incluindo carretas criogênicas, o que aumenta sua utilização, inclusive em locais não atendidos pela malha já construída de gasodutos.

O GNL é também comumente utilizado como uma reserva para períodos de elevação temporária da demanda de gás natural ou, ainda, quando a infraestrutura existente de gasodutos não permitir a movimentação entre áreas com disponibilidade excedente de oferta e áreas com demanda não atendida. Esta situação poderá ocorrer quando houver a necessidade de várias usinas termelétricas despacharem simultaneamente.

Encontra-se em construção o terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade de regaseificar até 14 milhões m³/dia de gás natural. O projeto será constituído de: um píer tipo ilha com um único berço de atracação para o navio regaseificador, com o navio supridor de GNL atracado a contrabordo do regaseificador (configuração *Side-By-Side* – SBS); um gasoduto de 45 km e 28" para interligação do Terminal com o Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC); e um navio regaseificador afretado.

4.6 Estimativa de investimentos

É previsto, para os próximos anos, um elevado montante de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural consistindo de ampliações e construções de novos gasodutos e unidades de processamento de gás natural (UPGN ou DPP)¹³⁸. A Tabela 138 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos a partir de 2013.

Tabela 138 – Estimativa de investimentos

Projetos	R\$ bilhões
Gasodutos ¹	1,60
GNL ²	0,95
UPGN ³	5,51
Total	8,06

Notas: (1) Refere-se aos projetos de construção e ampliação de gasodutos. Não considera o gasoduto entre São Carlos e Uberaba.
(2) Refere-se ao terminal de GNL da Bahia.
(3) Refere-se aos projetos de processamento de gás.

Fonte: MME (2012).

¹³⁸ Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN ou *Dew Point Plant* (DPP).

VIII – OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Neste capítulo são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, do biodiesel e o potencial técnico de exportação de energia elétrica de biomassa de cana-de-açúcar no horizonte decenal. As projeções do PDE 2021 foram revisadas, com ênfase na expansão da cana-de-açúcar, no cenário de médio prazo para a oferta de etanol e na exportação deste biocombustível. Além disso, inseriu-se uma nova projeção de oferta de bioeletricidade, baseada no comportamento histórico da geração.

1. Etanol

1.1 Projeções da demanda total de etanol

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional - carburante e outros usos - e internacional atendida pelo Brasil. A seguir são apresentados as premissas consideradas e os resultados obtidos.

1.1.1 Demanda do mercado interno

O Capítulo II do PDE 2022 apresenta a projeção de etanol carburante – anidro e hidratado – para o Brasil, no período decenal [145], a qual sai de cerca de 22 bilhões de litros em 2013 e atinge 47 bilhões de litros em 2022.

No Brasil, a demanda de etanol não carburante concentra-se basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, petroquímicos e compostos oxigenados¹³⁹. Estima-se que ela alcançará 3,8 bilhões de litros em 2022, o que representa uma taxa de crescimento de 4,6% ao ano, no período compreendido entre 2012 e 2022.

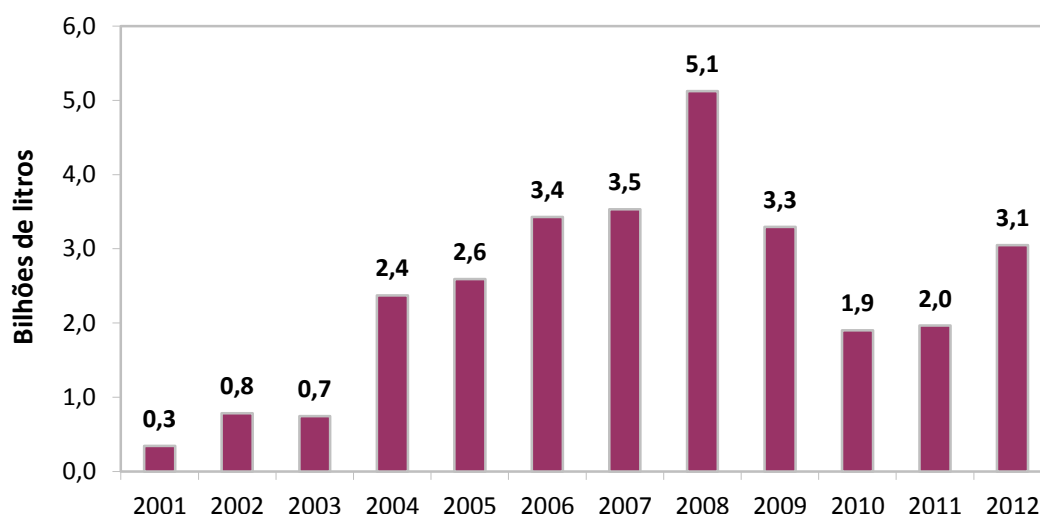
1.1.2 Demanda internacional

Com o aprofundamento da crise econômica da União Europeia e dos Estados Unidos nos últimos anos e seus possíveis desdobramentos futuros, há uma grande probabilidade de que o mercado mundial de etanol mantenha-se volátil nos próximos anos. De qualquer forma, o uso do etanol, principalmente nos EUA, continuará sendo considerado importante para a segurança do abastecimento, para a diversificação da matriz energética e para a redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE).

A política externa brasileira continua empenhada na busca de parceiros que possam implementar programas e acordos de cooperação na área de biocombustíveis (principalmente etanol). Estados Unidos, União Europeia e Japão permanecem como os maiores mercados consumidores do etanol brasileiro. O Gráfico 128 indica os volumes exportados entre 2001 e 2012.

¹³⁹ Compostos oxigenados, tais como: ácido acético, acetato de etila e butanol.

Gráfico 128 – Histórico de exportação brasileira de etanol



Fonte: elaboração EPE a partir de MDIC [161]

Apresenta-se, a seguir, uma perspectiva do mercado internacional de etanol para os próximos dez anos, com ênfase nos EUA, Europa e Japão, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

A expectativa é que os Estados Unidos mantenham sua política de incentivo às energias renováveis. A motivação para a redução de sua dependência externa de combustíveis fósseis, através do estímulo à eficiência energética e do aumento da participação dos biocombustíveis em sua matriz, deve permanecer, mesmo considerando o papel relevante que o gás natural de xisto (*shale gas*) deverá vir a ter como insumo energético.

O principal ato legislativo em vigor é o *Energy Independence and Security Act of 2007* (EISA), que estabelece o Programa de Combustíveis Renováveis (RFS2), com metas de uso de biocombustíveis no consumo automotivo até 2022, alcançando um total de 136 bilhões de litros [148].

Em 13 de outubro de 2010, a *Environmental Protection Agency* (EPA) aprovou o uso voluntário da mistura E15, para veículos lançados no mercado a partir de 2007 [141].

Segundo a *Energy Information Administration* (EIA), em 2011, a produção e o consumo de etanol nos EUA alcançaram 52,8 e 48,7 bilhões litros, respectivamente, e foram importados cerca de 0,5 bilhão de litros de etanol [139]. Em janeiro de 2012, a capacidade operacional de produção de etanol alcançou 56,4 bilhões de litros/ano [171].

Em 2011, os Estados Unidos alcançaram seu ápice de produção de etanol e se tornaram exportadores líquidos do combustível, exportando cerca de 4,5 bilhões de litros. Desse volume, 1,1 bilhão de litros foram destinados para o Brasil [161]. No entanto, uma grande seca atingiu a região produtora de milho em 2012, gerando uma quebra da safra 2012/2013 e, conseqüentemente, aumentando o preço do grão e o do etanol. Houve, inclusive, forte pressão do setor alimentício nos EUA para que os

incentivos federais ao etanol de milho e à própria meta da RFS2 para 2012 fossem diminuídos ou retirados.

Em relação aos biocombustíveis avançados, os Estados Unidos ainda não atingiram o estágio de produção comercial e podem não alcançá-lo antes de 2015. Neste contexto, a EPA reduziu os volumes que haviam sido estabelecidos no programa RFS para os biocombustíveis celulósicos em 2012, passando dos 1,9 bilhão de litros para 32 milhões de litros [148]. Contudo, de acordo com a própria agência, o número real de produção comercial em 2012 foi de apenas 95 mil litros [148]. Para o ano de 2013, o objetivo estabelecido é de 53 milhões de litros. A EPA tem recebido críticas do setor de energia fóssil por suas metas consideradas otimistas [143].

Para a projeção do volume potencial de etanol que pode ser exportado pelo Brasil para os Estados Unidos, tomaram-se como referência as estimativas de importação americana do produto elaboradas pela EIA, ajustadas por análises de mercado, como por exemplo, restrições na produção brasileira de etanol.

Europa

A União Europeia divulgou, em dezembro de 2008, um conjunto de diretivas no âmbito da energia e da mitigação de GEE(s), denominado "Triplo 20" ou *Climate and Energy Package*. As medidas a serem cumpridas até 2020 são: diminuir a emissão de CO₂ em 20%, aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética em 20% e aumentar a eficiência em 20% [174].

No setor automotivo, foi estabelecida a meta de participação de 5% de renováveis no consumo até 2015, sendo 4% provenientes de biocombustíveis de primeira geração e 1% de fontes alternativas tecnologicamente mais avançadas¹⁴⁰. Para 2020, a meta é de 10% de renováveis, sendo 6% originários de biocombustíveis de primeira geração e os 4% restantes das demais fontes alternativas [175].

Em abril de 2009, foi lançada a Diretiva 2009/28/CE de Energias Renováveis, que reforça as metas de participação de renováveis para 2020, em 10% para combustíveis automotivos e 20% para a matriz energética total, estabelecendo um limite mínimo obrigatório no âmbito global da UE [176].

Apesar de todo o aparato legal de incentivo à utilização de fontes renováveis, o aprofundamento da crise na União Europeia poderá ser um fator decisivo para que não haja grandes expectativas para a utilização de biocombustíveis importados, principalmente o etanol.

Em 2011, foram produzidos 4,2 bilhões de litros de etanol [153] e 10,3 bilhões de litros de biodiesel, segundo dados do *European Biodiesel Board* (EBB) [137].

Segundo o EurObserver, o consumo de biocombustíveis no setor de transportes da UE foi de 13,6 Mtoe em 2011, com um crescimento de 3% em relação a 2010 [150].

Para a projeção do volume potencial de etanol a ser exportado pelo Brasil para a União Europeia, foram realizadas análises de mercado, como por exemplo, restrições na produção brasileira de etanol.

¹⁴⁰ Eletricidade, hidrogênio, energia solar e biocombustíveis de segunda geração.

Japão

O governo japonês se concentra em delinear novas estratégias para diminuir em 20% a dependência do país em combustíveis fósseis, até 2030. Para tanto, concentra seus esforços em políticas de eficiência energética. No setor de transportes, os investimentos priorizam as novas tecnologias, como carros elétricos e híbridos.

O acidente com as usinas nucleares de Fukushima, no início de 2011, poderá influenciar o programa de redução de consumo de combustíveis fósseis, mas a estratégia japonesa referente a biocombustíveis não deve ser alterada.

As exportações de etanol do Brasil para o Japão são projetadas principalmente em função de acordos existentes, ajustadas por análises de mercado, como por exemplo, restrições na produção brasileira de etanol.

Outros países

Países da Ásia, África e América Latina – dentre eles, China, Índia, Indonésia, Nigéria e Colômbia – vêm adotando políticas de incentivo à utilização de etanol por meio de legislações específicas e concentrando-se em aumento de produção. No horizonte decenal, alguns países, principalmente africanos e centro-americanos, poderão se tornar produtores relevantes para o mercado de etanol.

Notadamente, a Coreia do Sul representou um importante polo importador de etanol nos últimos três anos, ultrapassando inclusive o Japão e a União Europeia em 2011. No entanto, o país não apresenta uma política mandatória de mistura carburante e praticamente todo o etanol importado é insumo para a alcoolquímica.

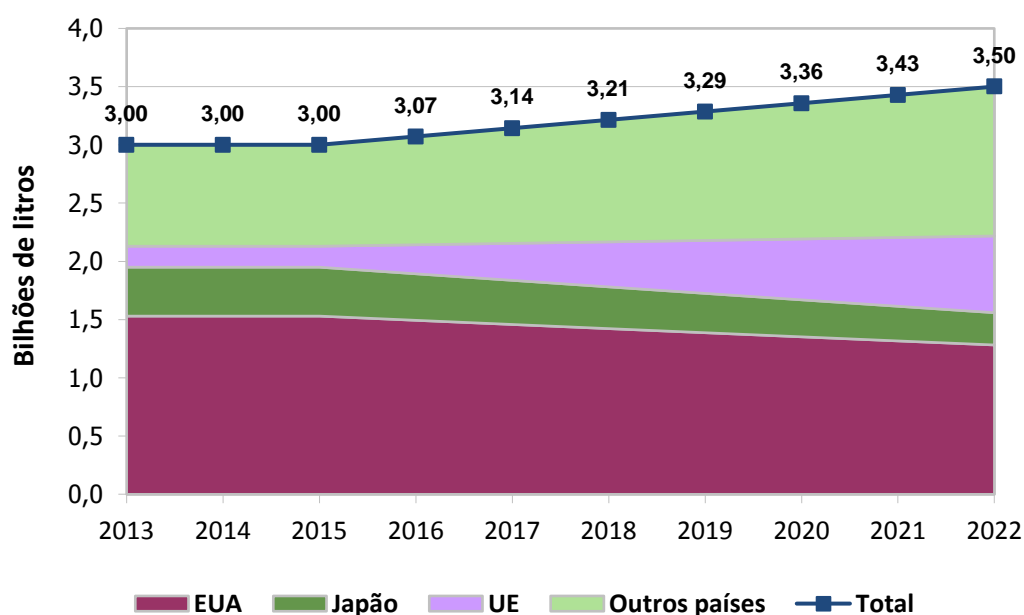
No entanto, estima-se uma participação ainda modesta destes países no mercado internacional de etanol, quando comparados com os dois maiores produtores: Estados Unidos e Brasil.

1.1.2.1 Total de exportação brasileira de etanol

Devido à redução da demanda por biocombustíveis causada pela crise econômica mundial e às restrições de oferta de etanol no Brasil, considera-se que as perspectivas de exportação deste produto serão modestas, sem expectativas de grandes variações, quando comparadas com o recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros)¹⁴¹. No período em estudo, o país se limitará a atender a contratos de exportação, principalmente entre empresas brasileiras e americanas. O Gráfico 129 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro.

¹⁴¹ Uma notícia relevante para a exportação brasileira de etanol foi a aquisição da Eco Energy pela Copersucar em 2012. A Eco Energy é uma empresa americana detentora de 9% do mercado americano de etanol. Ambas as empresas comercializam cerca de 5 bilhões de litros de etanol ao ano. Juntas, as companhias responderão por 12% do mercado mundial de etanol [131].

Gráfico 129 – Exportações brasileiras de etanol

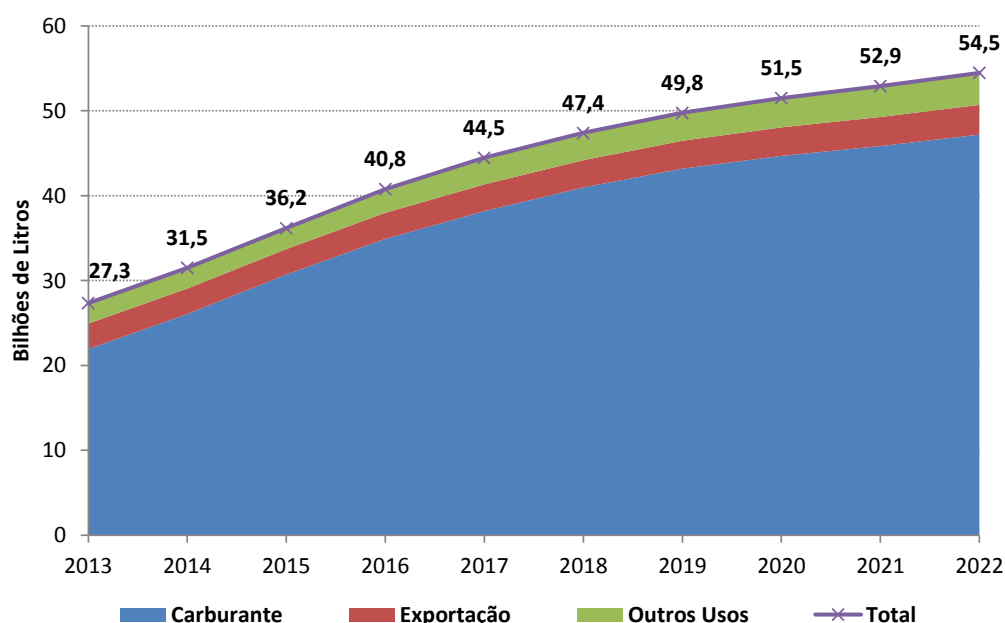


Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [138], F.O.Licht [151], Petrobras [167]

1.1.3 Demanda total

O Gráfico 130 consolida as demandas nacional (combustível e não combustível) e internacional de etanol no horizonte decenal, que ainda permanecem parcialmente limitadas nos primeiros anos, em função de restrições na capacidade de atendimento pelo setor produtivo brasileiro, conforme analisado a seguir.

Gráfico 130 – Projeção da demanda total de etanol



Fonte: EPE

1.2 Projeções da oferta de etanol no Brasil

1.2.1 Situação atual

A crise de 2008, a falta de investimentos em tratamentos culturais e em renovação dos canaviais, além dos problemas climáticos, causaram a queda da produtividade da cana, com o consequente aumento dos custos de produção. Adicionalmente, não houve como repassar esse aumento de custos para o preço do etanol, uma vez que o preço da gasolina permaneceu praticamente estável e o biocombustível só é competitivo até 70% do preço da gasolina. Todos estes fatores levaram à redução de margem e até mesmo à recuperação judicial e/ou falência de algumas empresas do setor.

Como consequência, até o fim de 2012, 21 unidades industriais com a capacidade de moagem de 33 milhões de toneladas de cana estão em dificuldade financeira e, apesar de estarem operando, encontram-se em recuperação judicial. Outras 65 unidades com capacidade de moagem de 86 milhões de toneladas suspenderam suas operações desde 2008, devido à insolvência do grupo empresarial, à ociosidade das usinas ou à elevação dos custos de produção. Parte delas não deve voltar a processar, enquanto outras aguardam a recuperação de seus grupos econômicos.

Após alguns anos de dificuldades, o setor sucroenergético encontra-se em fase de reestruturação. A retomada dos investimentos já proporcionou uma recuperação nos indicadores de produtividade na região Centro-Sul, que saiu de 68,6 tc/ha na safra 2011/12 para 72,7 tc/ha na safra 2012/13, mas ainda longe do máximo histórico de 85 tc/ha em 2009 [128]. Segundo a CONAB, a moagem de cana da safra 2012/2013 será de 595,1 milhões de toneladas [128] – 535,4 milhões produzidas no Centro-Sul e 59,7 milhões no Nordeste – um aumento de 34,7 milhões de toneladas em relação à safra 2011/12, que foi de 560,4 milhões de toneladas.

Para que haja uma plena recuperação do setor, torna-se crucial que se reduzam os custos de produção da cana, assim como se diversifique o portfólio da indústria (etanol, açúcar e energia). Ressalte-se que, apesar de haver sobreoferta de açúcar no mercado internacional, a remuneração do ATR destinado a esta *commodity* no Brasil ainda é maior do que aquelas destinadas ao etanol anidro e hidratado.

1.2.2 Metodologia

A partir de um ano base e do conhecimento do ciclo da cana, é possível projetar as áreas por corte dos anos subsequentes, sendo necessário estimar as áreas em reforma e reincorporadas¹⁴². Foi considerada uma média de cinco cortes para o ciclo da cana-de-açúcar, após os quais a respectiva área deverá ser reformada.

A área ocupada pela cana planta, ou cana de primeiro corte, é calculada a partir das áreas de plantio das novas unidades industriais, da expansão das existentes e da área reincorporada. A área relativa ao segundo corte será igual ao primeiro corte do ano anterior, e assim sucessivamente, até o sexto ano, no qual a área em reforma será igual à de quinto corte do ano anterior. As áreas em reforma serão reincorporadas dentro de dois anos, dependendo do tipo de cana.

¹⁴² Área reincorporada é aquela recuperada no ano da safra anterior e que está disponível para colheita. Área em reforma é aquela que não será colhida, pois se encontra em período de recuperação para o replantio da cana ou outros usos.

A cana bisada é aquela que não foi colhida na safra anterior por motivos climáticos ou econômicos e será colhida na safra corrente. Teoricamente, as canas mais velhas (4º e 5º cortes) são as que têm maior probabilidade de não serem colhidas na safra corrente (cana bisada), pois têm menor produtividade e, com isso, trarão menor rentabilidade ao produtor, se comparadas às de 1º corte.

Segundo a UNICA [177], o montante de cana bisada e de sexto corte tem médias históricas de 1% e 9,6% da área total, respectivamente. Entretanto, em momentos de crise financeira e/ou problemas climáticos, podem ocorrer alterações desses valores.

Para se determinar a projeção de etanol, é necessário calcular a produção total de cana a partir da área colhida e da produtividade, ambas estimadas por estágio de corte. Sobre este total, aplica-se o rendimento esperado a cada ano, em kg ATR/tc, para obter o ATR total disponível.

A divisão do ATR entre o açúcar e o etanol é feita, considerando-se a competitividade entre eles. A partir dos estudos dos mercados internacional e nacional realizados pelo Ministério da Agricultura, Abastecimento e Pecuária – MAPA, estima-se que, nos próximos anos, o açúcar terá uma melhor remuneração. Assim, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender às demandas interna e externa desta *commodity* e o restante é destinado ao etanol.

Sobre o ATR destinado ao etanol, aplicam-se os índices de transformação industrial para o anidro e o hidratado, cujos percentuais dependem da demanda total carburante, obtendo-se, assim, as projeções finais dos dois tipos de etanol. A eficiência de conversão do ATR para etanol depende do estágio tecnológico da indústria.

1.2.3 Premissas para produção de açúcar, ATR e outros parâmetros

As projeções de açúcar e de ATR/tc utilizadas neste estudo foram elaboradas pelo MAPA. Seus estudos dos mercados nacional e internacional de açúcar indicam que o Brasil seguirá atendendo cerca de 50% do mercado internacional desta *commodity*. No entanto, a grande ociosidade da capacidade produtiva, atualmente, assim como a redução dos investimentos em novas unidades, determinaram um ajuste na projeção de produção de açúcar com relação ao PDE 2021. Com isso, sua taxa média de crescimento no período passa a ser de 3,1% ao ano.

Tabela 139 – Projeção de produção brasileira de açúcar

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de toneladas										
Açúcar	38,9	40,2	41,5	42,9	44,3	45,7	47,2	48,8	50,4	52,1

Fonte: MAPA [159]

Quanto à projeção de ATR/tc, o MAPA [159] estima que seu crescimento entre 2013 e 2016 será pequeno, pois não haverá total adequação do plantio ao sistema de colheita mecanizada, ficando a média do período em 138,6 kg/tc. Já entre 2017 e 2022, admite-se que o rendimento médio será de 143,2 kg/tc. A Consulcana estima que, até julho de 2012, houve colheita mecanizada em 83,6% da área do Centro-Sul [130].

As projeções das ofertas de etanol e açúcar consideraram também as seguintes premissas:

- Ao longo do período decenal, o fator de conversão do hidratado varia de 1,684 a 1,642 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,757 para 1,714 kg ATR/litro, ambos por efficientização do processo de transformação do ATR em etanol. Já o fator de conversão do açúcar permanece constante, em 1,049 kg ATR/kg [133];
- Estima-se que 2% da cana colhida será bisada, em cada ano da projeção [177].

O aumento da eficiência na área industrial poderá ocorrer, principalmente, no processo de fermentação, utilizando-se a tecnologia do alto teor alcoólico, já disponível para comercialização, e a fermentação a vácuo, cuja continuidade do projeto será decidida ainda este ano pela CTC, com base nos resultados obtidos.

É esperada uma recuperação da produtividade da cana para os próximos anos, após ser registrado o valor de 67,0 tc/ha na safra 2011/12, o mais baixo desde 2000. O terceiro levantamento de cana da Conab estima que a safra 2012/13 atingirá 69,8 tc/ha, um crescimento de 4,2% com relação à safra anterior, o que ainda é bem abaixo dos valores médios deste indicador: cerca de 82 tc/ha.

O cenário de investimento em tratos culturais e renovação do canavial estimado no PDE2022 fará com que a produtividade da cana no Brasil atinja 88,6 tc/ha em 2022. Para isso, admite-se que a taxa de renovação, de 2013 a 2022, atingirá uma média de 17% a.a. em relação à área de cana soca¹⁴³ e que serão reformados, em média, 1,25 milhões de hectares por ano.

1.2.4 Premissas para a expansão da capacidade industrial

A partir de dados da Conab, estima-se que a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2012, era de 782 Mtc¹⁴⁴ [129], correspondente às 396 usinas em operação registradas no MAPA [158]. No entanto, devido à restrição da oferta de cana, sua utilização atual está em torno de 76%. Existe também uma grande capacidade instalada de produção de etanol e açúcar, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos.

A projeção da capacidade de produção de etanol é analisada em dois períodos distintos: 2013 a 2015 e 2016 a 2022.

Período 2013-2015

Entre 2013 e 2015, os investimentos para expansão da capacidade podem ser identificados com razoável precisão, pois o tempo médio para construção e partida de uma usina é de três anos. Além desse horizonte, as incertezas do mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação precisa da expansão da capacidade industrial do setor através de unidades “*greenfield*”.

Nesse período, estima-se a implantação de 5 novas usinas, quantidade significativamente inferior à observada nos últimos anos, reflexo da desaceleração do crescimento do setor sucroenergético, após a crise global de crédito em 2008 e 2009 e da expectativa dos agentes do setor com relação a novos

¹⁴³ Cana que já passou por mais de um corte.

¹⁴⁴ Valor proveniente da Conab (ano base 2012) em toneladas de cana por dia, multiplicado pela média dos dias de safra realizados na safra 2011/12.

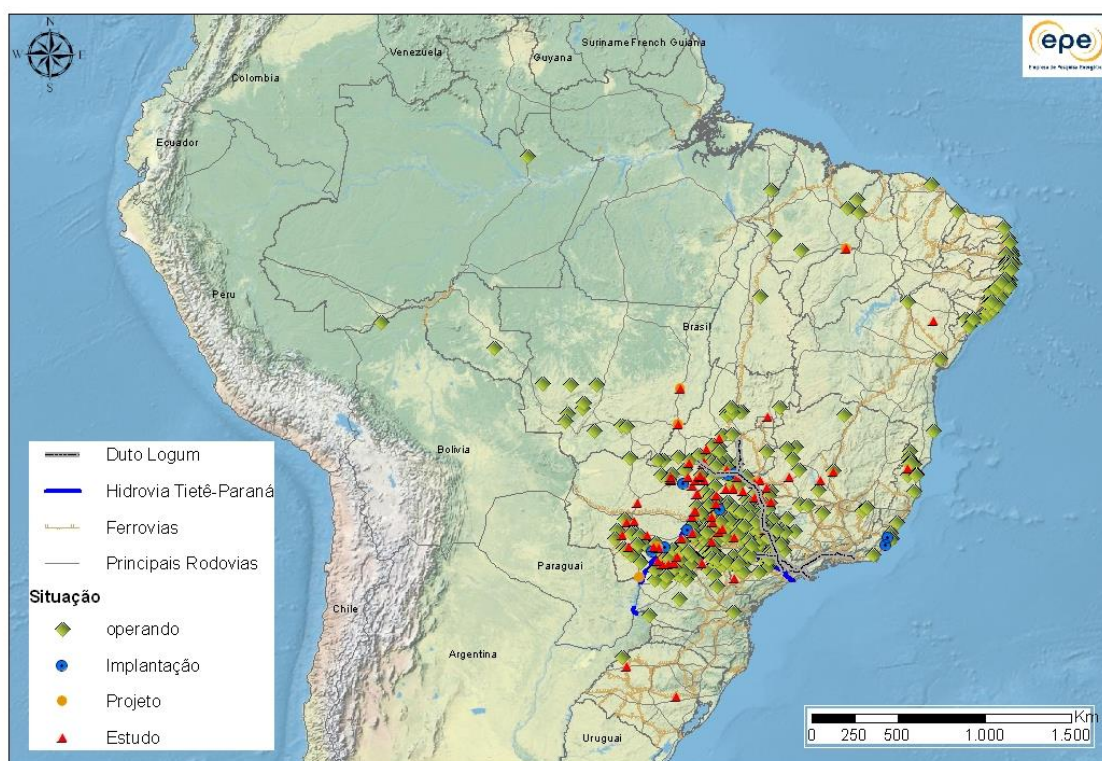
incentivos governamentais para a produção de etanol. Estes projetos devem acrescentar uma capacidade nominal de moagem de aproximadamente 17 milhões de toneladas de cana. Ressalta-se que uma usina não entra em operação, utilizando imediatamente sua capacidade máxima de moagem, levando, em média, quatro anos para atingi-la.

A ociosidade da capacidade instalada atual [159], juntamente com a implantação de projetos *greenfield* entre 2013 e 2014, possibilitará a moagem adicional de aproximadamente 140 milhões de toneladas de cana, implantada de modo escalonado. Em termos de área colhida, isto representa 1,8 milhão de hectares de área de expansão.

Quanto à possibilidade de expansão das usinas em operação, apenas 18% (23 unidades) das 127 empresas anteriores a 2007 teriam condições de expandir sua capacidade de moagem de cerca de 1,5 para 2,5 Mtc/ano; e dentre as 85 unidades instaladas entre 2007 e 2011, 35 unidades com moagem nominal entre 1,5 e 2,7 Mtc poderiam expandir-se para 3Mtc/ano [177]. Com isso, existe a possibilidade de expansão de capacidade de moagem de 56 milhões de toneladas, proveniente das unidades em operação.

A Figura 25 mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2015 e de outras usinas em planejamento. Ressalta-se que continua o movimento de expansão para a região central do País, fato que motiva a implantação de novos projetos de logística para o etanol.

Figura 25 – Usinas de etanol do Brasil



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [158], UNICA [177], UDOP [173]

Período 2016-2022

Entre 2016 e 2022, a projeção da expansão da capacidade da indústria considera um cenário de implantação de 39 usinas. Esta quantidade de projetos baseia-se nos novos projetos entre 2010 e 2015 e em observações de mercado. Para que esta expansão venha a ocorrer, assume-se que haverá redução de custos de produção e que serão feitas algumas alterações na tributação do etanol, de forma que o setor volte a ser competitivo.

A construção dessas novas usinas pode ser perfeitamente atendida pela indústria de base brasileira, que tem capacidade de fornecer equipamentos e recursos necessários à expansão prevista do setor.

Para projetar a cana colhida nesse período, considera-se a área atualmente em uso, assim como aquela relacionada à capacidade instalada dos futuros projetos.

Com base nas características dos projetos atualmente em estudo, adotou-se a premissa de que as futuras usinas terão uma capacidade média de moagem de cerca de 4 milhões de toneladas de cana [162], [173] e [177].

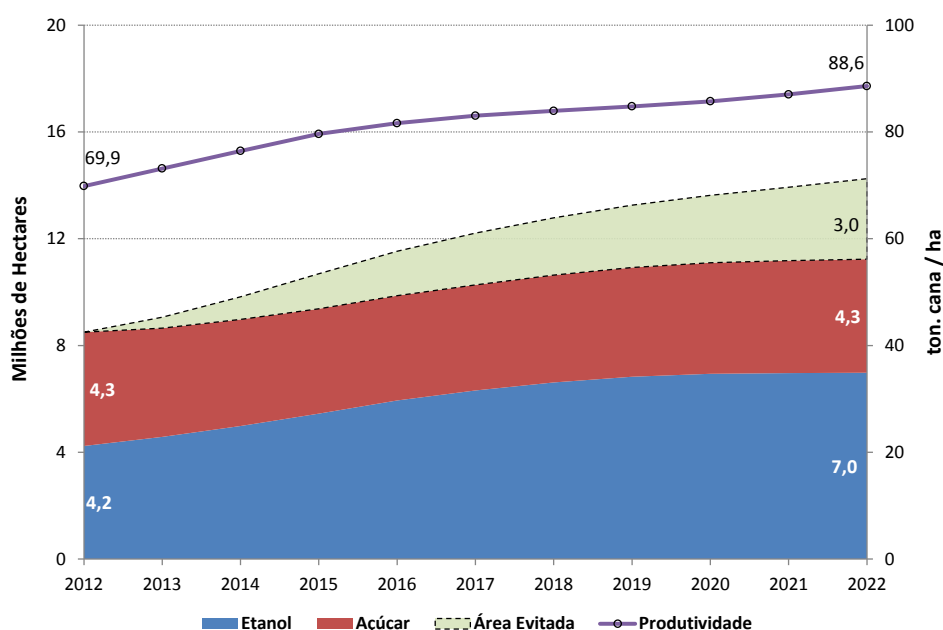
1.2.5 Resultados

Esse tópico apresenta os resultados das projeções de área colhida, produtividade, cana colhida, tipo e quantidade de usinas implantadas e oferta de etanol, a partir da metodologia e das premissas expostas anteriormente.

Área e Produtividade

O Gráfico 131 mostra que, no horizonte decenal, a área colhida aumentará de 8,5 para 11,2 Mha, um crescimento de 2,8% a.a. em relação a 2012. Devido ao aumento da produtividade de 69,9 para 88,6 tc/ha, neste mesmo período, será evitada a utilização de 3,0 Mha adicionais.

Gráfico 131 – Área colhida e evitada e produtividade do setor sucroenergético

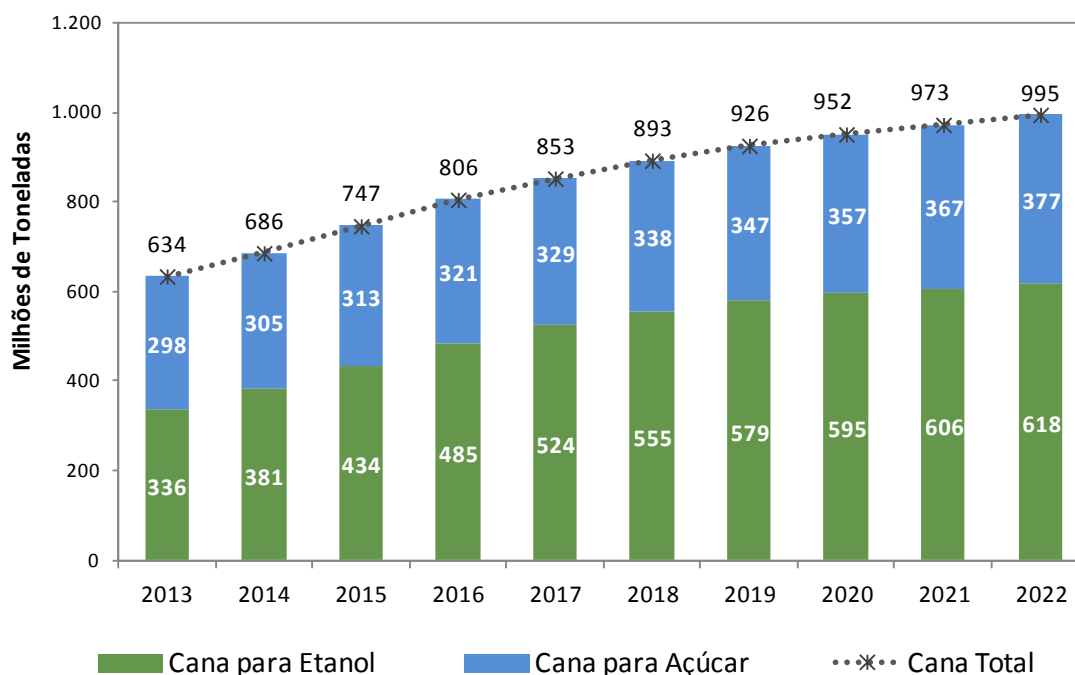


Fonte: EPE

Cana colhida e mudas

A partir da projeção de área e de produtividade, obtém-se a projeção de cana total. Os estudos do mercado de açúcar do MAPA e das demandas de etanol da EPE determinam a destinação deste insumo, conforme o Gráfico 132. O percentual de cana para o etanol varia de 52,9% em 2013 a 62,1% em 2022, aumento que se deve à maior taxa de crescimento da demanda de etanol.

Gráfico 132 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Fonte: EPE e MAPA [159]

No Brasil, o plantio da cana é feito manualmente em 98% da área cultivada. Considerando a área de cana planta e a quantidade de mudas utilizadas no sistema manual (12 t cana/ha), a produção de mudas poderá atingir 21,3 milhões de toneladas em 2022 [170]. A mecanização total do plantio (18 t cana/ha), no entanto, poderá elevar esse número para 31,9 milhões de toneladas.

Um novo sistema de plantio pretende mudar esta realidade nos próximos anos, com a utilização de mudas de 4 cm, em substituição às de 40 cm empregadas nos sistemas tradicionais [179]. O uso desta tecnologia poderia reduzir a quantidade de mudas para 1,5 tc/ha. Apenas como exercício, para avaliar a redução potencial do uso de mudas que esta tecnologia poderia proporcionar, caso fosse adotada em todas as regiões de cultivo do país, estima-se que a necessidade de mudas em 2022 seria de apenas 2,7 milhões de toneladas.

Observa-se que a maior parte da produção de mudas é feita nas usinas, sem um controle fitossanitário. Com a nova tecnologia, elas deverão ser tratadas, para evitar pragas pré-existentes, proporcionando uma produtividade maior do canavial.

Até julho de 2012, 83,6% da cana processada no Centro-Sul foi colhida mecanicamente, embora 78,4% tenha sido colhida sem queima. O rendimento do corte mecânico atingiu 415,7 t/dia, enquanto que o manual situou-se em 8,2 t/dia, ou seja, uma máquina substitui aproximadamente 51 trabalhadores [130].

Esse avanço na colheita não foi devidamente acompanhado pela mecanização do plantio, sendo necessária sua modernização, para que se alcancem os resultados desejados de produtividade e concentração de açúcar.

A Tabela 140 apresenta a estimativa das usinas e destilarias que serão construídas para atender a demanda esperada de açúcar e etanol entre 2013 e 2022.

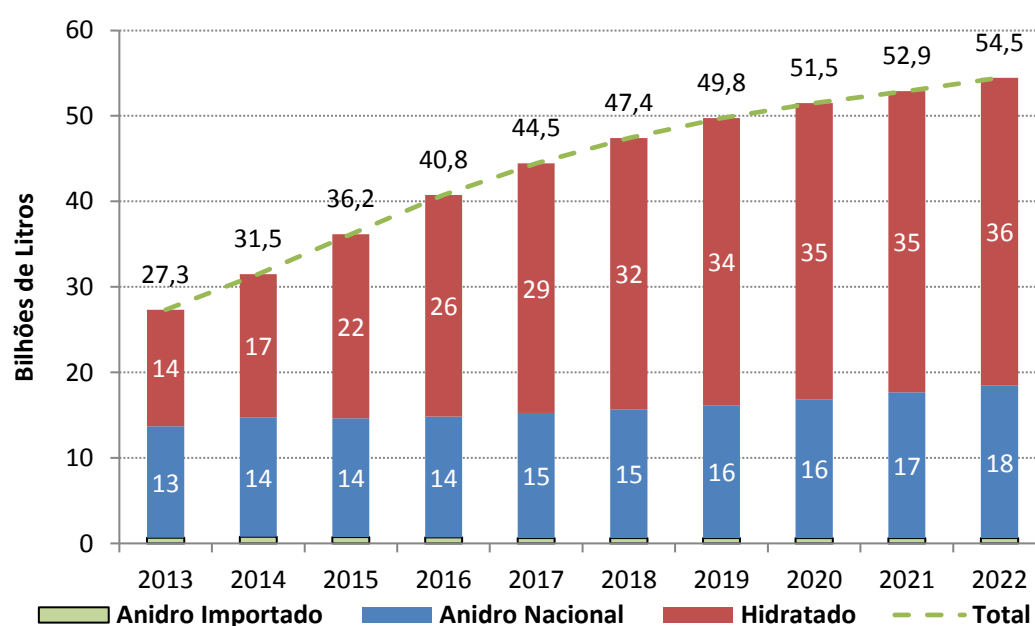
Tabela 140 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2013 - 2022

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Usinas mistas	2	1	1	2	2	3	4	5	6	6
Destilarias	1	0	0	2	3	3	2	1	0	0
Total de unidades	3	1	1	4	5	6	6	6	6	6

Fonte: Elaboração EPE

Considerando-se as premissas estabelecidas, a produção de etanol sairá de 26,7 bilhões de litros em 2013, atingindo 43,8 bilhões de litros em 2017. A partir de 2017, estima-se que os investimentos efetuados no período possibilitem um novo ciclo de expansão. Neste cenário, a produção atingirá 53,8 bilhões de litros em 2022. Além disso, admitiu-se que será necessário realizar pequenas importações deste produto para atender a demanda esperada. A média dos volumes importados no período decenal é de 680 milhões de litros.

Gráfico 133 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: EPE

1.2.6 Etanol celulósico e bioproductos da cana

No Brasil, a cana-de-açúcar, além de outras fontes de biomassa, apresenta ótimas condições para o desenvolvimento de combustíveis avançados e outros bioproductos, como biolubrificantes, biopolímeros e precursores de fármacos. Grande parte das pesquisas e projetos piloto em

desenvolvimento no país busca o aproveitamento do significativo volume biomássico dos subprodutos da cana (bagaço, palha e pontas).

Contudo, apesar da disponibilidade de matéria-prima, não são esperadas grandes oportunidades para investimentos comerciais em biorrefinarias no Brasil, no próximo decênio. Cabe registrar que o edital do Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS, lançado em 2011, prevê o desembolso de até um bilhão de reais para o desenvolvimento do setor [124], o que poderá mudar o cenário atual.

Algumas dessas tecnologias e seus produtos já estão disponíveis em caráter experimental, com possibilidades de que, ao fim do período decenal, haja a produção de volumes modestos de biocombustíveis (etanol lignocelulósico, diesel de cana, bioquerosene, etc.) ou bioprodutos obtidos por processos tecnológicos avançados.

1.2.7 Investimentos para o aumento da produção

A Tabela 141 apresenta o investimento médio industrial para a construção de uma nova unidade de produção mista e de uma destilaria.

Tabela 141 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras

Custo Industrial	USD/tc	R\$/tc
Usina Mista	100	188
Destilaria	85	160
Cogeração	25	47
Despesas Pré-operacionais	1	1,88
Equipamentos Agrícolas	25	47
Total Mistas	151	284
Total Destilarias	136	256

Nota: Taxa de câmbio utilizada de R\$ 1,88/US\$
Fonte: Elaboração EPE

Os valores estimados de açúcar e etanol no horizonte decenal consideram que serão construídas 28 unidades mistas e 11 destilarias, totalizando 39 projetos. Dessa forma, os investimentos deverão ser da ordem de R\$ 48,4 bilhões.

Para se estimar o custo de formação do canavial (renovação e expansão) e o montante a ser investido em tratos culturais da cana soca, é necessário considerar a evolução da produtividade do canavial, a qual terá influência nos custos específicos de produção (R\$/ha). Utilizando-se os estudos do Pecege¹⁴⁵ ([163] e [164]), estima-se que, no decênio, os investimentos na formação do canavial serão de R\$ 53 bilhões e em tratos culturais da cana soca, de R\$ 52 bilhões.

Cabe ressaltar que o BNDES tem um programa para renovação e ampliação dos canaviais (Prorenova), cujo orçamento é de R\$ 4 bilhões e vigência estendida até o fim de 2013. Em 2012 foram liberados R\$ 1,4 bilhão em financiamentos, os quais viabilizaram o plantio de cerca de 410 mil hectares, dos quais 80% destinados à renovação de canaviais. O limite de financiamento por hectare de cana plantado passou de R\$ 4.350 para R\$ 5.450.

¹⁴⁵ Estes estudos apresentam os custos para as três regiões de cultivo da cana: tradicional (Sul-Sudeste), de expansão (Centro-Oeste) e Nordeste.

1.3 Logística de transporte do etanol

Apesar de possuir maiores custos econômicos, energéticos e ambientais, conforme Tabela 142, o modal rodoviário representou 88% do transporte de etanol no Brasil em 2010, enquanto o modal ferroviário apenas 9%.

Tabela 142 – Comparação entre os modais

Variável	Modais		
	Hidroviário	Ferrovário	Rodoviário
Custo Frete (R\$/km)*	0,23	0,74	3,5
Eficiência Energética (kg/hp)	4.000	500	150
Equipamento p/ transportar 1.000 t	Empurrador+ 1 Chata	Locomotiva+ 10 vagões	40 cavalos mecânicos + 40 semirreboques
Vida útil dos equipamentos	50 anos	30 anos	10 anos

Notas: (1) Tara: 25 toneladas
(2) Distância: 1.000 km

Fonte: VALEC [169]

Além disso, segundo a Transpetro, o transporte hidroviário, quando comparado ao rodoviário, emite 25% menos gás carbônico e consome vinte vezes menos combustível para uma mesma carga e distância.

Com a expansão do mercado de etanol nos próximos dez anos, faz-se necessário investir na diversificação dos modais utilizados para exportação e distribuição interna, que tornarão possível um transporte mais barato e eficiente, além de aumentar a capacidade de armazenamento de etanol. Abaixo, estão relacionadas regulamentações para a armazenagem do etanol e projetos relacionados de infraestrutura de transporte.

1.3.1 Armazenamento

Em 2012, houve alteração em alguns pontos da Resolução nº 67/2011 [154], com destaque para as datas e os volumes para comprovação de estoque obrigatório de etanol anidro por parte dos produtores ou comercializadores, que terão como marcos o mês de janeiro e março, com percentuais de 25% e 8%, respectivamente, de seu volume de anidro comercializado com o distribuidor de combustíveis líquidos automotivos no ano anterior. Há situações de dispensa dessas ações, no caso de contratação com distribuidor de, no mínimo, 90% do volume de etanol anidro combustível comercializado pelo produtor no ano civil anterior.

1.3.2 Investimentos dutoviários e hidroviários

A Logum Logística S.A., cuja posição acionária é composta por grandes produtores de etanol, Petrobras e outras empresas, foi criada com o objetivo de transportar etanol por polidutos e hidrovias para o mercado interno e externo, ficando a operação a cargo da Transpetro. Há ainda a possibilidade de integração deste sistema com ferrovias existentes. As principais características deste projeto encontram-se na Tabela 143.

Tabela 143 – Resumo dos investimentos previstos

Projetos	Extensão (km)	Volume máximo escoado (milhões m ³ /ano) ⁽¹⁾	Início de Operação	Investimento (R\$ bilhões)
Petrobras	Dutos	1.330	22	6,5
	Hidrovia	662	4	

Nota: (1) Duto, trecho Ribeirão Preto – Paulínia. Hidrovia, trecho Araçatuba – Anhembi;
 Fonte: Logum [155]

A capacidade de armazenamento do projeto é de 763.000 m³, sendo Paulínia e Caraguatatuba os principais *hubs* do sistema, com 224.000 m³ e 240.000 m³ respectivamente.

O trecho Ribeirão Preto - Paulínia deverá entrar em operação no primeiro semestre de 2013.

Figura 26 – Sistema integrado de logística de etanol



Nota: Os volumes transportados são anuais.
 Fonte: Logum [155].

A implantação do sistema hidroviário considera a realização de melhorias nas vias existentes e a construção de 80 barcaças e 20 empurradores, através do Promef Hidrovia. Cada comboio (um empurrador e 4 barcaças) terá capacidade de transporte de 7,6 milhões de litros. O investimento total será de R\$ 415 milhões.

Quando a hidrovia estiver em plena operação, os 20 comboios substituirão o equivalente a 80 mil viagens de caminhão por ano, o que corresponderia a cerca de 4 bilhões de litros de etanol.

1.3.3 Ferrovias

O segundo modal mais eficiente para o transporte de carga - em termos de frete, consumo de combustível, e emissões - é o ferroviário. Conforme Tabela 144, pode-se observar o aumento da

participação do etanol no transporte ferroviário de combustíveis líquidos no país, passando de 11% em 2006 para 21% em 2010.

Tabela 144 – Movimentação de combustíveis líquidos por ferrovias

Combustível	Tonelada Útil ¹⁴⁶				
	2006	2007	2008	2009	2010
Etanol	1.074.355	1.329.777	1.891.022	2.410.992	2.072.393
Gasolina	1.583.415	1.498.600	1.500.648	1.342.816	1.382.319
Diesel	5.505.265	5.057.500	4.818.987	4.513.192	4.418.018
Óleo Combustível	1.157.500	1.146.300	1.683.242	2.039.531	1.744.678
Outros	549.300	464.534	411.952	267.526	268.953

Fonte: ANTT [166]

Abaixo, são expostos alguns investimentos em melhorias ferroviárias para o transporte de carga, incluindo o transporte do etanol.

América Latina Logística – ALL

A ALL transportou cerca de 3 bilhões de litros de etanol em 2011. Com o objetivo de aumentar a capacidade de transporte ferroviário de etanol, a empresa possui três projetos em andamento para os próximos anos [156]:

- Construção de uma nova base em Campo Grande (MS), com previsão de movimentação de 750 mil m³/ano e investimento total de 30 milhões de reais;
- Desenvolvimento de terminais portuários para recebimento de carga ferroviária com alta produtividade, com o objetivo de dinamizar a exportação do etanol;
- Extensão da linha ferroviária de Alto Araguaia (MT) a Rondonópolis (MT), com construção de 250 km de novas vias, investimento de R\$ 750 milhões e previsão de operação no início de 2013. Esse trecho faz parte do projeto da linha ferroviária entre Santa Fé do Sul (SP) e Rondonópolis (MT), no qual a ALL deverá transportar também o biodiesel. Estima-se que em Mato Grosso, o mercado potencial possa chegar a 2 bilhões de litros em 2013, no entorno da ferrovia. [121]

Vale [180]

A Vale necessita de um amplo sistema logístico para transportar seus produtos e insumos de produção. Com o objetivo de aproveitamento máximo deste sistema, a empresa planeja transportar derivados de petróleo e biocombustíveis pelas ferrovias em que opera, com aproximadamente 10 mil km extensão.

O trecho de Palmas a São Luiz, da Ferrovia Norte-Sul (FNS), cuja capacidade de transporte é de 100.000 m³/ano, oferece aos produtores de biocombustíveis das áreas de expansão uma alternativa ao modal rodoviário, para distribuição interna ou exportação. O porto de Itaqui (MA) tem a vantagem de ser mais próximo dos mercados europeu e americano, para exportação do etanol, além de

¹⁴⁶ Tonelada Útil – Total de carga movimentada no transporte remunerado.

possibilitar sua distribuição para os estados do Norte e Nordeste. O Terminal Ferroviário de Guarai (TO) já está em operação e, em Porto Nacional (TO), há dois terminais em construção para derivados de petróleo, etanol e biodiesel.

A Ferrovia Centro Atlântica (FCA) movimenta cerca de 200.000 m³ de etanol por ano e ainda tem capacidade ociosa para transportar 120.000 m³/ano de etanol e B-100 entre Brasília e Paulínia. Além disso, a empresa planeja transportar etanol do Centro-Oeste e de São Paulo para Candeias, na Bahia, assim como interligar as plantas de biodiesel de Minas Gerais à malha ferroviária.

1.3.4 Portos

Em 2007, o Governo Federal criou a Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR), com o objetivo de colocar os terminais portuários brasileiros no patamar de competitividade dos mais eficientes do mundo. Uma de suas atribuições é gerir o Programa Nacional de Dragagem Portuária e Hidroviária (PND), que contempla obras de dragagem, escavação (derrocamento) do leito, manutenção da profundidade e ações de licenciamento ambiental dos portos.

Segundo a SEP/PR, aproximadamente 90% do comércio internacional passa pelos portos. Portanto, o investimento em melhorias dos mesmos aumentará a capacidade logística brasileira, reduzindo o custo dos produtos brasileiros no exterior. Particularmente, haverá a possibilidade de uso de navios maiores para transporte do etanol [172].

No Brasil, destacam-se oito portos para exportação de etanol, sendo que Santos, Paranaguá e Ilha D'Água possuem 74% da tancagem total e 73% da capacidade de movimentação de etanol dos portos brasileiros (Tabela 145).

Tabela 145 – Características dos principais portos para etanol

Característica	Santos	Paranaguá	Ilha D'Água	Vitória	Maceió	Suape	Cabedelo	Itaqui	Total
	milhões de litros								
Tancagem	295	102,5	40	24,6	30	43,4	37,8	15	588,3
Capacidade de movimentação por ano	5.300	1.800	1.000	600	500	800	700	400	11.100

Fonte: PMCC [167]

Desses, os portos de Santos, Paranaguá e Maceió são responsáveis por 97% das exportações brasileiras, sendo que o primeiro exportou 2,4 bilhões de litros, correspondendo a 80% do volume total em 2012. [161]

Os principais portos para a importação do etanol, responsáveis por 84% do volume total - média entre 2011 e 2012 - são Santos (58,1%), Suape (17,4%) e Paranaguá (8,4%) [161].

Por ser a principal via de escoamento marítimo de etanol, o Porto de Santos está recebendo diversos investimentos em dragagem, terminais e píeres de atracação.

A seguir, são expostos alguns investimentos em investimentos nos terminais portuários.

Empresa Brasileira de Terminais Portuários – Embraport [140]

Com previsão de operação em 2013, o terminal multimodal da Embraport no Porto de Santos integrará os modais rodoviário, ferroviário e marítimo. Estão em construção dois píeres de atracação e uma tancagem de 60 mil m³ dedicada a granéis líquidos. Este empreendimento aumentará a capacidade de escoamento de etanol por Santos em 2 bilhões de litros/ano, além de considerar também uma capacidade de movimentação de 2 milhões de TEU (contêiner de 20 pés). O custo total do projeto é de R\$ 2,3 bilhões.

Brasil Terminal Portuário S/A – BTP [125]

A BTP está investindo R\$ 1,8 bilhão de reais na construção de um Terminal Multimodal no Porto de Santos, que será destinado à movimentação de contêineres e granéis líquidos. A capacidade de movimentação de etanol será de cerca de 1,4 milhão de toneladas de granéis líquidos. A previsão para o início das operações é 2013.

Esse terminal será implantado dentro de uma área utilizada como descarte de resíduos, que será tratada e descontaminada pela BTP, antes de sua implantação.

1.4 Etanol - Considerações Finais

O licenciamento de veículos leves teve um forte crescimento nos últimos anos. Em 2012, foi de 3,64 milhões de veículos leves, representando um aumento de 6,1% em relação a 2011. Estima-se um crescimento da frota a uma taxa média de 5,9% a.a., devendo atingir, em 2022, a marca de 59 milhões de unidades, entre automóveis e comerciais leves. Para atendimento à crescente demanda do ciclo Otto (5,4% a.a.), considera-se a necessidade de uma demanda crescente de gasolina C entre 2012 e 2022, à taxa de 3,8% a.a., tanto para o atendimento à frota dedicada a gasolina quanto à parcela da frota *flex fuel* que consome esse combustível. Observa-se também um crescimento da demanda de etanol hidratado à taxa média elevada (11,2% a.a.).

Atualmente as exportações brasileiras de etanol estão limitadas devido às restrições na oferta interna e pela crise econômica na Europa e nos EUA. Embora a inclusão dos biocombustíveis na matriz energética seja considerada estratégica dentro do conceito de segurança energética e do cumprimento de metas de redução de gases de efeito estufa, as metas de uso de biocombustíveis estão sendo adiadas devido à crise e aos mercados externos mais protecionistas.

As restrições de oferta de etanol só serão superadas no médio e longo prazos. Iniciou-se o retorno dos investimentos em tratamentos culturais e renovação dos canaviais, trazendo como consequência o aumento da produtividade e redução dos custos de produção. No entanto, ainda não há sinalização de investimentos em novos projetos “*greenfield*”.

Os projetos de alcooldutos e os investimentos em melhorias da malha ferroviária representam um avanço importante nas estratégias de expansão do setor.

2. Biodiesel

2.1 O consumo obrigatório de biodiesel

De 2005 até dezembro de 2012, já foram adicionados 11 bilhões de litros de biodiesel ao diesel fóssil. A mistura de 2%, a princípio em caráter voluntário e, a partir de 2008, obrigatório e com percentuais crescentes, já em janeiro de 2010 teve seu percentual elevado para 5%. A mudança do percentual mandatório requer a revisão da lei que instituiu o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), portanto o mandatório de 5% será considerado inalterado até o ano 2022. Considerando a previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II, foram obtidas as estimativas apresentadas na Tabela 146.

Tabela 146 – Consumo regionalizado de biodiesel

Região	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de litros										
Norte	351	323	334	350	365	381	397	414	432	449
Nordeste	437	459	482	509	538	561	585	609	635	661
Sul	542	567	593	618	645	672	701	730	760	790
Sudeste	1.161	1.225	1.273	1.321	1.356	1.401	1.435	1.469	1.507	1.566
Centro-Oeste	382	401	418	436	456	478	497	517	538	558
Brasil	2.873	2.976	3.101	3.233	3.358	3.493	3.615	3.740	3.872	4.025

Fonte: Elaboração EPE

2.2 Os leilões e o estoque estratégico de biodiesel

O Governo Federal, por meio da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), promove leilões para aquisição de biodiesel, preferencialmente de empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS)¹⁴⁷, garantindo a compra e entrega de biodiesel para períodos especificados. Esses leilões que eram trimestrais, a partir de novembro de 2012 passaram a ser bimestrais, o que pode facilitar o planejamento dos fornecedores. Até novembro de 2013, foram realizados 32 leilões, cujos últimos resultados são apresentados na Tabela 147.

¹⁴⁷ A Instrução Normativa nº 01, de 19 de fevereiro de 2009, dispõe sobre os critérios e procedimentos relativos ao enquadramento de projetos de produção de biodiesel ao Selo Combustível Social.

Tabela 147 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP

Leilões	25º	26º	27º	28º	29º	30º	31º	32º
Volume arrematado (x 1.000 m³)	679	769	773	496	517	515	515	525
Preço médio (R\$/m³)	2.043,03	2.491,37	2.734,33	2.603,46	2.263,56	2.031,22	1.987,85	1.896,68
Preço médio (R\$/m³) com FAL	2.105,25							
Deságio médio sem FAL (%)	-12,29							
Deságio médio com FAL (%)	-11,97							
Notas:	(1) Os volumes de biodiesel necessários para suprir a demanda obrigatória são adquiridos por meio de leilões, onde 80% do volume total são reservados a empresas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) e os 20% restantes são abertos à participação de qualquer empresa produtora.							
Fonte:	Elaboração EPE a partir de dados ANP [122].							

Nos últimos leilões a ANP tem introduzido novas regras sempre no sentido de aperfeiçoar os critérios de compra e venda de biodiesel. O objetivo é dar mais competitividade, estimular a agricultura familiar e diversificação da matéria-prima. Essas novas regras tem produzido bons resultados para os objetivos propostos.

Tabela 148 – Resultados do 28º leilão

Resultados	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Norte	Nordeste
Volume ofertado (m³)	307.740	54.673	324.327	21.500	62.000
Volume arrematado (m³)	2.535,00	2.560,00	2.450,00	2.586,00	2.655,00
Preço médio por região (R\$/m³)	1.828,51	1.979,97	1.894,22	2.025,02	2.128,01
Preço médio (R\$/m³)	-27,87%				

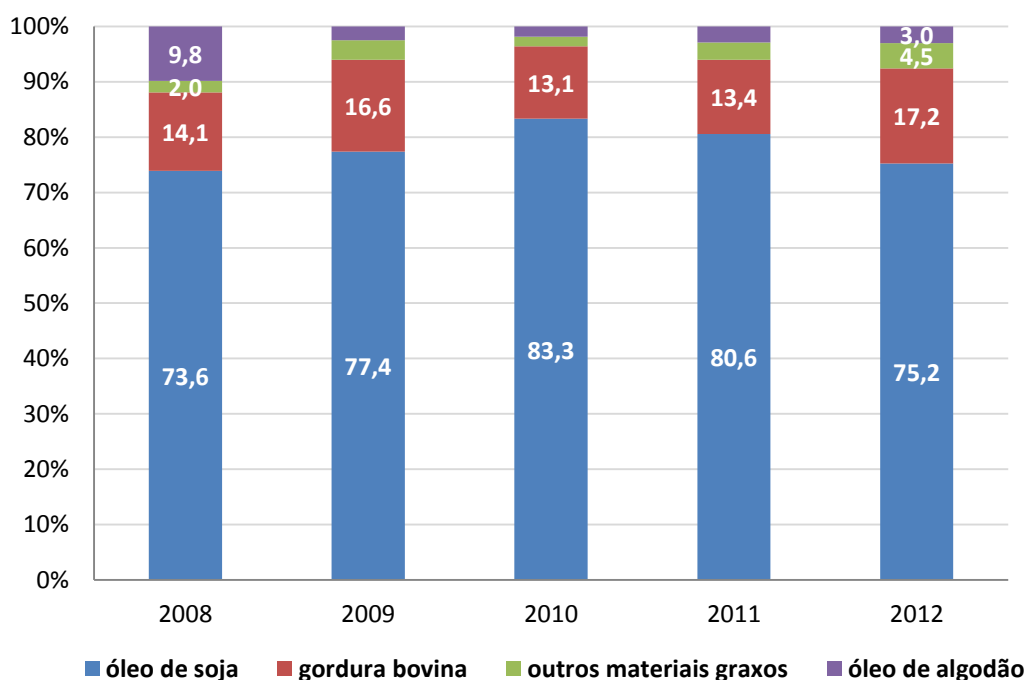
Fonte: ANP [122]

A Portaria MME nº 338 (05/12/2007) que estabelecia diretrizes para a formação de estoques estratégicos de biodiesel, foi substituída pela portaria MME nº116 (04/04/2013). Tal Portaria inclui a modalidade do leilão de opção de compras, possibilitando a transferência de responsabilidade do estoque regulador e estratégico para as usinas de biodiesel, e já é aplicada desde julho de 2013.

2.3 Oferta de biodiesel

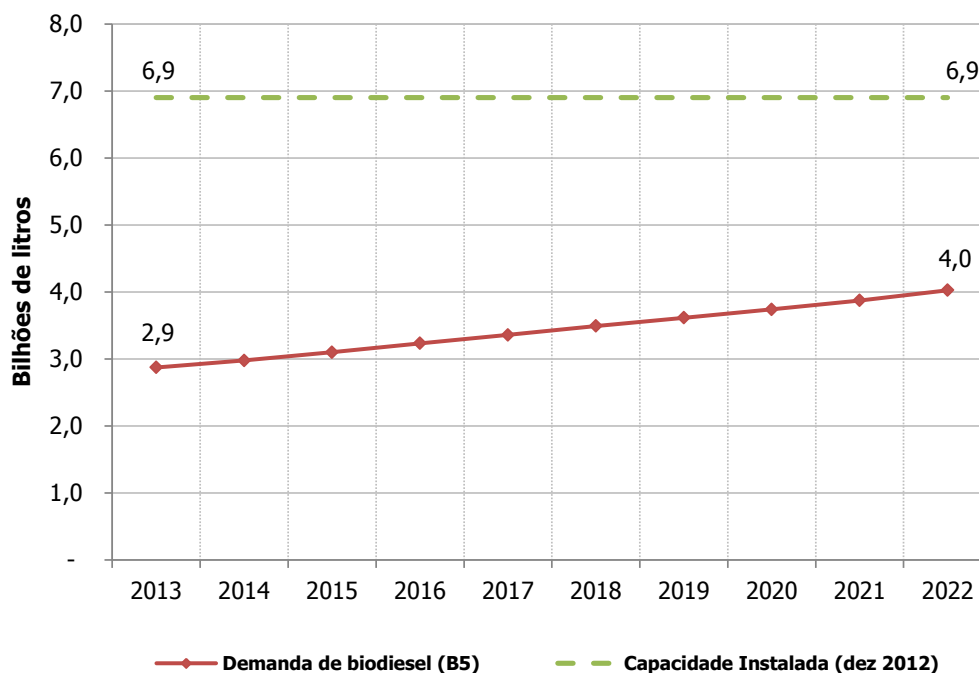
2.3.1 Disponibilidade de insumos para a produção de biodiesel

Desde 2005, o óleo de soja vem sendo o insumo mais importante para a produção de biodiesel. As outras culturas produtoras de óleo destacadas no PNPB (mamona, dendê, algodão e girassol) não foram expressivas desde o início do Programa. Neste período, o sebo bovino foi o segundo insumo mais utilizado. O Gráfico 134 apresenta a evolução da participação das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel nos últimos anos, segundo informações prestadas pelos produtores à ANP.

Gráfico 134 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel

Fonte: ANP [123]

O Gráfico 135 indica o consumo de biodiesel projetado pela EPE, mantendo-se o percentual mandatório em 5% e a capacidade instalada de produção e comercialização de biodiesel em dezembro de 2012.

Gráfico 135 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada

Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [157] e ANP [123].

Embora o óleo de soja continue como a matéria-prima mais utilizada ao longo de todo o período, a perspectiva de uma mudança significativa na matriz de insumos poderá ocorrer no fim do decênio, quando os esforços governamentais com a criação de programas para diversificação do *mix* poderão

surtir algum efeito. Dendê, mamona e algodão, dentre outras culturas, poderão complementar a cesta de insumos para produção de biodiesel.

Em particular, existe a expectativa de que, no longo prazo, o óleo de palma (dendê) possa ter uma contribuição expressiva na oferta de insumos para biodiesel, principalmente devido ao Programa de Produção Sustentável de Palma de Óleo (Propalma)¹⁴⁸, ultrapassando a gordura animal. Os resultados positivos a serem obtidos pelo programa deverão surtir efeito no fim do período decenal, não apenas para a fabricação de biodiesel, mas também para atendimento a outras demandas, já que o Brasil é importador desse óleo.

Novas matérias-primas poderão surgir, tais como óleo de algas e pinhão manso. Entretanto, dependerão dos resultados das pesquisas em andamento. De qualquer forma, não deverão participar da produção nacional de biodiesel no próximo decênio.

2.3.2 Capacidade de processamento

A capacidade instalada de processamento de biodiesel das usinas que possuem licença para operação e daquelas já autorizadas pela ANP¹⁴⁹ para comercialização é apresentada na Tabela 149.

Destaca-se que 92% das usinas autorizadas para operação já possuem licença para comercialização. Para os leilões da ANP, a capacidade considerada pela usina deverá ser de 80% de sua capacidade nominal licenciada.

Tabela 149 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel

Região	Operação	Comercialização
	milhões de litros/ano	
Norte	188	188
Nordeste	741	741
Sudeste	852	852
Sul	1.948	1.948
Centro-Oeste	3.391	3196
Brasil	7.120	6.924

Nota: As licenças de operação e comercialização fornecidas pela ANP referem-se, respectivamente, às usinas prontas para produção e àquelas que já produzem o biodiesel certificado para comercialização.

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados da ANP [123].

2.3.3 Perspectivas de preços de biodiesel

De acordo com a Agência Internacional de Energia, nas unidades industriais de grande escala, o preço da matéria-prima representa entre 85% e 92% do custo total [152] da produção de biodiesel. O restante (8% a 15%) é referente ao custo de conversão industrial. Já nas plantas de pequena escala, o custo industrial varia entre 25% e 40%.

¹⁴⁸ O Programa tem por objetivo ordenar a expansão da cultura, garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Institui, ainda, o Zoneamento Agroecológico para a cultura, indicando como áreas aptas à expansão produtiva somente terras onde há ocupação do homem exercendo diversas atividades (antropizadas).

¹⁴⁹ O processo de construção e operação de uma usina de biodiesel requer autorizações de construção, operação e comercialização junto à ANP.

Nos próximos dez anos, o preço do óleo de soja tende a acompanhar os preços das *commodities*, em geral. Estima-se, também, que o preço final do biodiesel deverá permanecer superior ao projetado para o óleo diesel. Assim, é provável que a demanda pelo biocombustível se mantenha no patamar obrigatório de 5% do consumo de diesel no horizonte decenal.

2.3.4 Balanço de capacidade instalada e demanda de biodiesel

A capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional são indicados na Tabela 150. Para o ano de 2013, esta avaliação considerou somente as usinas que já possuem autorização para comercialização, fornecida pela ANP até dezembro de 2012. Para 2022, foram consideradas as usinas que já possuem autorização para comercialização e operação, além daquelas já autorizadas para construção e ampliação.

Tabela 150 – Capacidade de processamento e consumo obrigatório de biodiesel

Região	2013 (MI)			2022 (MI)		
	Capacidade Instalada	Obrigatório	Balanço	Capacidade Instalada	Obrigatório	Balanço
Norte	188	351	(163)	206	449	(243)
Nordeste	741	437	304	741	661	80
Sul	1.948	542	1.406	3.030	790	2.240
Sudeste	852	1.161	(309)	941	1.566	(625)
Centro-Oeste	3.196	382	2.814	3.726	558	3.168
Brasil	6.925	2.873	4.052	8.644	4.025	4.619
	100%	41%	59%	100%	47%	53%

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados ANP [123]

De acordo com a Tabela 150, já em 2013, as Regiões Norte e Sudeste não serão autossuficientes e continuarão assim até 2022, necessitando importar biodiesel das demais regiões, que disporão de capacidade instalada suficiente, caso se mantenha a configuração industrial de produção hoje existente. O balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória mostra-se positivo nestes anos, restando uma capacidade adicional de 4.052 e 4.619 milhões de litros, em 2013 e 2022, respectivamente.

Note-se que essa significativa capacidade excedente de produção vem sendo observada desde a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Entretanto, apesar da notória capacidade de atendimento à demanda durante todo o período, continua ocorrendo o aumento da capacidade instalada. Assim, estima-se que haverá investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão em usinas de produção de biodiesel, durante o período decenal.

Verifica-se assim que, nesse período, a capacidade instalada não será um fator restritivo para atendimento da demanda. Mais ainda, verifica-se que a capacidade industrial atual já é mais do que suficiente para atendimento da demanda obrigatória projetada pela EPE. Por outro lado, o preço da matéria-prima poderá ser um fator limitante para a expansão de uso do biodiesel.

2.3.5 Incentivos ao uso adicional de biocombustíveis

Algumas iniciativas locais, visando ações de mobilidade sustentável, poderão impulsionar o uso adicional de biocombustíveis.

Prefeituras de grandes cidades (ou governos estaduais) continuarão a incentivar o aumento da participação de biocombustíveis e energias não fósseis no transporte público, além dos mandatórios, por meio de acordos ou legislações para o setor. A Copa do Mundo em 2014 e as Olimpíadas em 2016 são fatores que têm impulsionado o uso de biocombustíveis no transporte urbano em algumas destas cidades.

Dentre as maiores capitais do país, as cidades de São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Curitiba (PR) já possuem leis ou acordos voltados às mudanças climáticas, e procuram minimizar as emissões de GEE por meio de incentivos ao transporte público. Nessas três capitais juntas, circula uma frota de aproximadamente 33 mil ônibus com um consumo médio de 1 milhão m³/ano de diesel (base 2010). A capital paulista tem a intenção de, até 2018, movimentar toda a frota com alguma parcela de energia renovável.

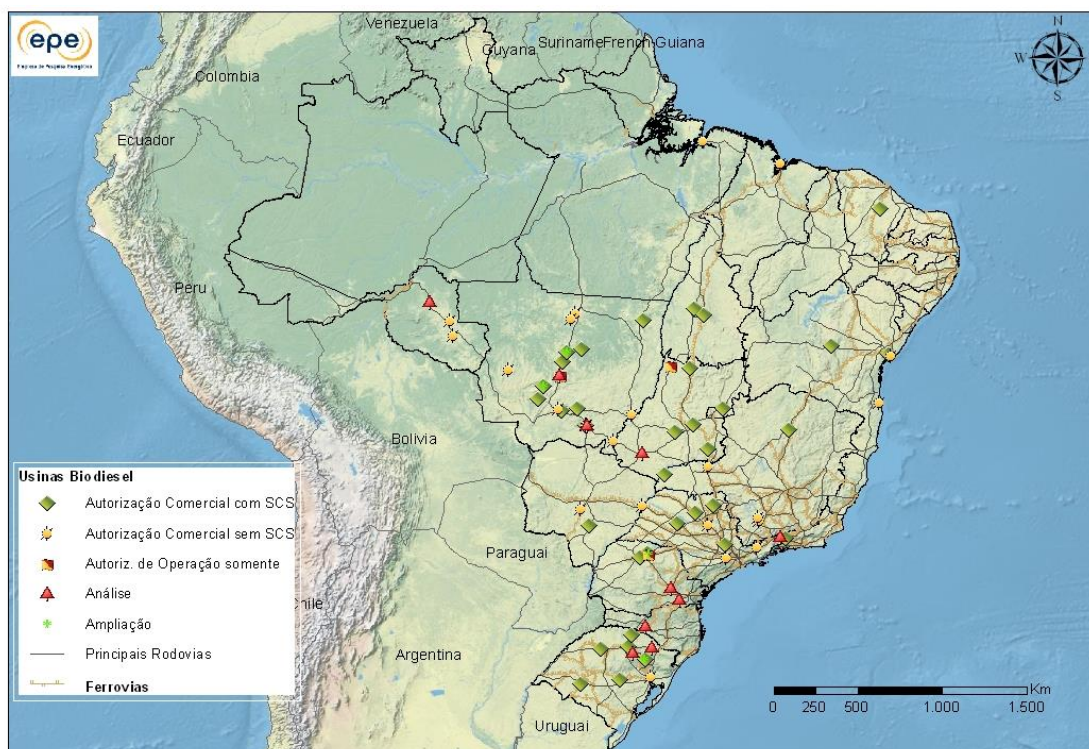
As opções para o cumprimento dessas metas adicionais ainda não estão definidas e podem envolver alternativas tecnológicas, como ônibus de ciclo diesel movidos a etanol aditivado, aumento da porcentagem de biodiesel além do mandatório no diesel fóssil, ou uso de combustíveis ainda não especificados pela ANP, como o diesel de cana e aqueles obtidos por processos termoquímicos, como o hidrotratamento de óleos vegetais e o BTL (*biomass to liquids*).

Há também projetos, em âmbito privado, de incentivo à produção e ao consumo de biodiesel além do mandatório. Dentre eles, o mais relevante é desenvolvido pela Vale. A empresa desenvolve ações ao longo de toda a cadeia, abrangendo o cultivo da palma, a produção do óleo e o uso final do biodiesel em locomotivas próprias. Parte da produção de óleo é oriunda da agricultura familiar. Hoje são 600 famílias cadastradas no Pará e a produção de óleo alcança 20 mil toneladas ano, vendido *in natura* no mercado. Até 2015 pretende-se chegar a 200 mil toneladas de biodiesel para autoconsumo, quando entrará em funcionamento a usina da empresa. A meta, entretanto, é alcançar 400 mil toneladas, com participação de duas mil famílias, a partir de 80 mil hectares de área. Com isso, a Vale pretende atender 20% do consumo de suas locomotivas com biodiesel. Atualmente, a companhia é a maior consumidora individual de diesel no Brasil, cerca de 2,5% de todo o consumo nacional.

Também a Petrobras possui investimentos no Pará para a produção de biodiesel a partir de óleo de palma (dendê).

2.3.6 Infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel entre regiões/localidades produtoras e as bases/refinarias das distribuidoras é apresentada na Figura 27. A figura exhibe também as usinas de produção de biodiesel que aguardam autorização da ANP e as já autorizadas pela Agência. Ressalta-se que as usinas detentoras do Selo Combustível Social (SCS) possuem benefícios fiscais, por utilizarem matéria-prima oriunda da agricultura familiar.

Figura 27 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transporte

Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [123].

Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte das usinas produtoras para as bases de distribuição é feito basicamente em caminhões de 30 e 45 mil litros.

No médio prazo, o transporte de biodiesel tende a permanecer no modal rodoviário por questões de escala. Consumos maiores que os previstos na legislação atual implicariam em uma revisão da logística de transporte.

Havendo um aumento expressivo da escala de produção, o modal ferroviário apresenta-se como alternativa para algumas regiões, sendo que a região Centro-Oeste, hoje a maior produtora, ainda carece deste modal de transporte.

2.3.7 Biodiesel – Considerações finais

Apesar do alcance antecipado das metas de participação na mistura com o diesel, há incertezas quanto ao aumento do percentual mandatório além de 5%.

O consumo voluntário no horizonte decenal deverá se concentrar principalmente em instituições governamentais com metas e políticas específicas de substituição dos combustíveis fósseis em sua matriz. Como exemplo, existem atualmente as iniciativas das prefeituras de São Paulo, Rio de Janeiro e Curitiba.

Um eventual aumento do percentual obrigatório dependerá da consideração de alguns aspectos previstos nas diretrizes do programa, tais como: o fortalecimento da agricultura familiar por meio do Selo Combustível Social, a garantia para os motores utilizados por parte da indústria automobilística

no país, o aumento da participação de novos insumos para a produção de biodiesel e a disponibilidade de matéria-prima, principalmente óleos vegetais.

A matéria-prima é responsável por cerca de 80% do custo de produção do biodiesel e estima-se que os preços dos insumos cultivados nos próximos 10 anos continuarão a acompanhar os preços das *commodities*, o que resultará em custos de oportunidade para o biodiesel acima dos preços do diesel.

O óleo de soja deverá permanecer como principal insumo no período decenal, devido à sua maior disponibilidade. Para o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, em termos estratégicos, é importante o desenvolvimento de cultivos energéticos alternativos, a preços mais competitivos.

Finalmente, o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória permanecerá positivo ao longo de todo o decênio, com a manutenção do B5. Estima-se um excedente de 4,7 bilhões de litros de capacidade instalada em 2022.

3. Biomassa de Cana-de-Açúcar para Oferta de Energia Elétrica

A principal biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar é o bagaço. O aproveitamento da energia deste insumo, tanto na produção de calor quanto na de eletricidade, vem ocorrendo desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras. Sua utilização tinha como destino, a princípio, o autoconsumo, suprimindo as necessidades destas unidades produtoras. Posteriormente, a evolução da eficiência energética do setor permitiu a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que ampliou a importância do seu uso na matriz nacional.

O Governo Federal vem adotando uma série de incentivos com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade no panorama energético nacional, com destaque para os leilões de energia dedicados às fontes renováveis. Desde 2004, com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa de cana tem aumentado nesse segmento, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais).

No caso do setor sucroalcooleiro, grande parte das usinas existentes utilizam caldeiras de baixa pressão. As iniciativas governamentais visam fomentar a renovação e modernização das instalações de cogeração, além de facilitar as conexões ao SIN. Assim, pretende-se aumentar a eficiência de conversão da energia da biomassa e, conseqüentemente, a geração de excedentes e sua distribuição.

Dentro desse contexto, a inserção da cogeração a partir do bagaço de cana-de-açúcar vem se mostrando uma alternativa competitiva no mercado de eletricidade, contribuindo para a diversificação do setor sucroalcooleiro e o aumento de sua receita. Contudo, ainda é possível ampliar consideravelmente o aproveitamento da energia da cana na matriz elétrica nacional, conforme será mostrado adiante, quando se estimará o potencial de bioeletricidade que pode ser produzido a partir desta biomassa, sob diferentes pontos de vista.

Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palha e pontas. Devido à prática tradicional de queima antes do corte, grande parte desse resíduo é quase integralmente descartada. No entanto, a atual legislação ambiental estabeleceu prazos para a mecanização da colheita, o que tornará possível disponibilizar esta biomassa residual para o aproveitamento energético. Acredita-se que dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores já terão sua colheita feita de forma mecanizada na quase totalidade de seu canavial, produzindo uma quantidade significativa de palha e pontas passíveis de aproveitamento energético. Conforme citado anteriormente, até julho de 2012, 83,6% da cana processada no Centro-Sul foi colhida mecanicamente.

A expansão da geração de energia com biomassa de cana sofreu influência das dificuldades enfrentadas pelo setor, já detalhadas neste capítulo. Contudo, a contribuição desta fonte pode vir a ser mais relevante para o cenário energético nacional, caso seu potencial técnico venha a ser plenamente aproveitado.

A seguir, são apresentados o potencial técnico que poderia ser alcançado com este insumo, o montante contratado através dos leilões de energia e a quantidade que poderia ser disponibilizada considerando o comportamento histórico da oferta de bioeletricidade.

3.1 O setor sucroalcooleiro e os leilões de energia elétrica

As usinas do setor sucroalcooleiro têm comercializado energia elétrica nos dois ambientes de mercado, ACR e ACL. As medidas adotadas pelo Governo Federal para alavancar a participação das fontes alternativas na matriz elétrica têm resultado na adição de energia no ambiente regulado. Dentre tais medidas, cabe ressaltar os leilões de energia e o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado por decreto em 2004. Por seu intermédio foram contratados 215 MW méd advindos de usinas de biomassa de cana-de-açúcar.

Até abril de 2013, foram realizados dezenove leilões¹⁵⁰ de energia, ocorrendo venda de energia de usinas sucroalcooleiras em doze deles. A energia total contratada pelas usinas sucroalcooleiras no ACR atingirá aproximadamente 1,4 GW méd ao fim de 2016, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões.

¹⁵⁰ Leilões de Energia Nova, de Energia de Reserva e de Fontes Alternativas. Leilão A-3; em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 e 2011; Leilão A-5 em 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011; Leilão de Fonte Alternativa em 2007 e 2010; e Leilão de Energia de Reserva em 2008, 2009, 2010 e 2011.

Tabela 151 – Energia do bagaço de cana comercializada nos certames (exclusive PROINFA)

Leilão	Tipo	Energia Negociada (MW médio)	Participação (%)	Início do Contrato
1º Leilão de Energia Nova	A-5 / A-3	91,6	7,59	2008 / 2009 / 2010
2º Leilão de Energia Nova	A-3	58	4,81	2009
3º Leilão de Energia Nova	A-5	61,0	5,06	2011
7º Leilão de Energia Nova	A-5	35,0	2,90	2013
8º Leilão de Energia Nova	A-3	10	0,83	2012
13º Leilão de Energia Nova	A-5 / A-3	79,1	6,56	2016
1º Leilão de Fontes Alternativas	FA	115,0	9,53	2010
2º Leilão de Fontes Alternativas	FA	22,3	1,85	2013
1º Leilão de Energia de Reserva	ER	543,0	45,00	2009/2010
3º Leilão de Energia de Reserva	ER	168,3	13,95	2011/2012/2013
4º Leilão de Energia de Reserva	ER	23,3	1,93	2014
TOTAL		1.206,6	100,00	

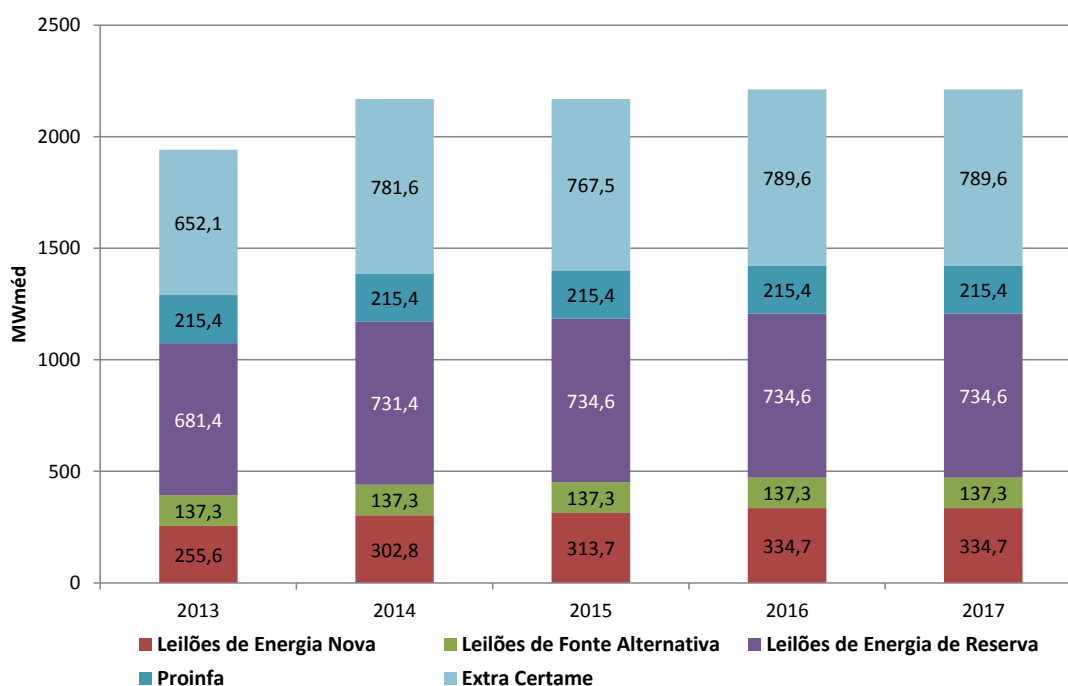
Notas: (1) Energia do bagaço de cana negociada no PROINFA: 215,4 MWMed.

(2) O Leilão de Energia de Reserva de 2008 foi exclusivo para usinas de biomassa.

Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados CCEE

A energia elétrica contratada das usinas vencedoras dos leilões é inferior à sua garantia física total, que representa a quantidade máxima permitida de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia disponibilizam para comercialização [146]. Dessa forma, ainda existe um montante extra certame que pode ser comercializado no ACL superior a 780 MWméd, em 2016.

O Gráfico 136 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e a passível de comercialização no mercado livre, em acordos bilaterais. A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

Gráfico 136 – Energia contratada nos Leilões de Energia e extra certame

Fonte: EPE

Além das quantidades apresentadas no gráfico anterior, o setor sucroalcooleiro poderia disponibilizar 981 MW de potência relativos às usinas vencedoras do leilão do ICG realizado pela ANEEL, mas que não possuem contratos de comercialização através dos leilões de energia nova ou do PROINFA.

3.2 Oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Com vistas a subsidiar o cálculo do potencial de geração de energia elétrica, o presente estudo estima a oferta decenal de biomassa advinda da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para o atendimento da demanda de etanol e açúcar. Para tanto, foram utilizadas as projeções de oferta de etanol da EPE e da demanda de açúcar do MAPA.

Conforme visto, a produção de etanol no Brasil alcançará 53,8 bilhões de litros em 2022. Quanto à produção de açúcar, o MAPA projeta uma oferta de 52,1 milhões de toneladas no mesmo ano. A Tabela 152 apresenta a quantidade de cana-de-açúcar necessária para atender às projeções de etanol e açúcar no período decenal, assim como o bagaço e as palhas e pontas resultantes.

Tabela 152 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana-de-açúcar	Bagaço	Palha e ponta
	Milhões de toneladas (Mt)		
2012	595	161	92
2013	634	171	98
2014	686	185	106
2015	747	202	116
2016	806	217	125
2017	853	230	132
2018	893	241	138
2019	926	250	144
2020	952	257	148
2021	973	263	151
2022	995	269	154
Acréscimo (Mt)			
2012-2022	400	108	62
Variação (% a.a.)			
2012-2017		7,47%	
2017-2022		3,14%	
2012-2022		5,28%	

Nota: Considerou-se que cada tonelada de cana-de-açúcar dá origem a 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [132]
Fonte: EPE

3.3 Potencial técnico de exportação de energia elétrica da biomassa de cana-de-açúcar

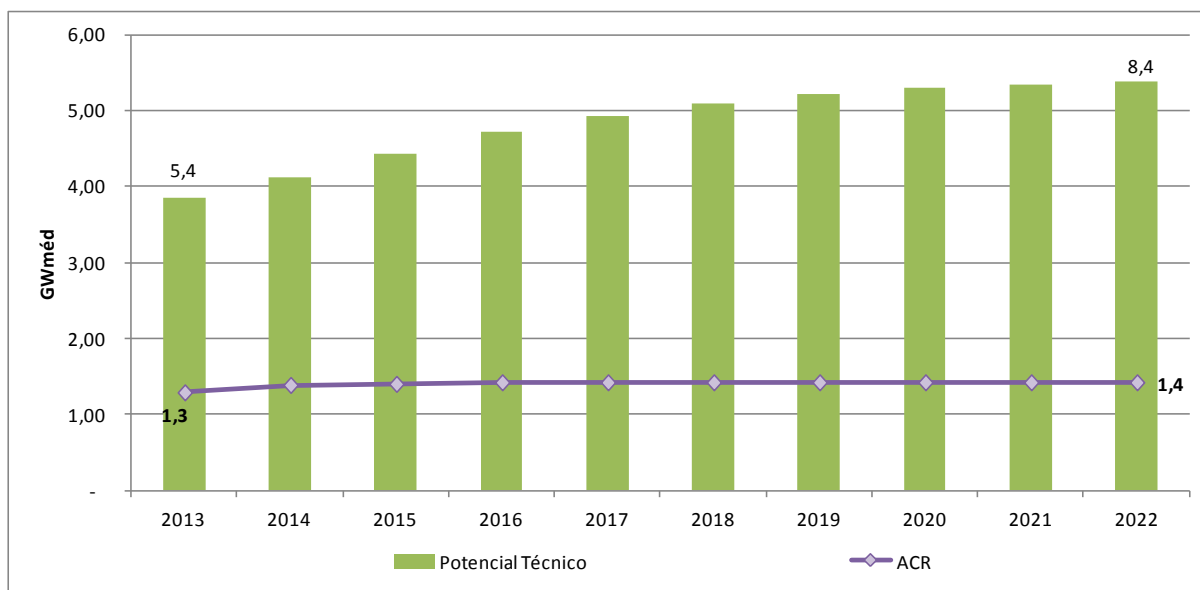
A análise referente às possibilidades de exportação de energia elétrica proveniente do setor sucroalcooleiro para o SIN no período decenal, apresentada a seguir, considerou a produção já estimada de cana-de-açúcar e as características técnicas das usinas sucroalcooleiras.

Inicialmente, foi realizado um levantamento das usinas de biomassa de cana que venceram os leilões de energia de reserva de 2008, 2010 e 2011, o leilão de fontes alternativas 2010 e os leilões A-3 e A-1 realizados em 2009. Avaliando-se a quantidade de cana-de-açúcar processada por cada usina (em toneladas) e a garantia física (em MWmed) por elas declarada, foi possível calcular um fator médio de exportação de energia de 73,7kWh/t cana processada.

O cálculo do potencial técnico de exportação de energia elétrica oriunda dessa fonte que poderia ser exportado ao SIN fundamentou-se na premissa de que todo o bagaço gerado no processamento da cana colhida para produção de açúcar e etanol seria utilizado para geração de energia elétrica (seja para autoconsumo, seja para exportação). A aplicação do fator médio de exportação de eletricidade previamente calculado (73,7 kWh/tc) ao total de cana processada nas usinas do parque sucroalcooleiro, a cada ano, resultou na obtenção do potencial técnico de energia elétrica advinda do bagaço da cana-de-açúcar que poderia ser adicionado ao SIN.

Assim, pode-se observar que, de acordo com o estudo, o aproveitamento do bagaço de cana em 2022 permitiria ofertar 8,4 GWmed. O Gráfico 137 contrapõe a curva de potencial de energia elétrica advinda do bagaço que pode ser adicionado ao SIN e a energia das usinas que já está contratada no ambiente regulado. A diferença entre o potencial técnico e a energia contratada sinaliza uma possível oferta adicional de energia cujo valor máximo situa-se em torno de 7 Gwmed em 2022.

Gráfico 137 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Fonte: Elaboração EPE

O potencial técnico do aproveitamento das palhas e pontas considera que essa biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul¹⁵¹, dado que, neste horizonte, a maior parte da região Nordeste não utilizará a colheita mecanizada. Para o cálculo deste potencial foram utilizados dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 [127] e 787,5 kWh/tonelada de palha e pontas [147]. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir desta biomassa seria de 8,4 Gwmed e 13,7 Gwmed, respectivamente, ao fim do período decenal.

¹⁵¹ As usinas do Centro-Sul processaram cerca de 90% do total de cana do Brasil na safra 2012/2013.

3.4 Biomassa de cana-de-açúcar – Considerações finais

O setor sucroalcooleiro desempenha um relevante papel no cenário energético nacional, através da produção do etanol para consumo no setor de transportes e para a oferta interna de eletricidade, a partir da biomassa de cana.

Considerando as premissas apresentadas, estima-se que o setor sucroenergético poderia aumentar sua relevância na matriz energética nacional através do incremento da inserção da energia elétrica gerada a partir da cana, não somente em virtude do aumento da produção de açúcar e álcool, que proporcionará uma oferta crescente de biomassa residual de cana, como também através da modernização das usinas sucroalcooleiras, no que tange à produção de energia elétrica.

O BNDES tem buscado políticas de financiamento para estimular a efficientização do setor através de linhas de crédito específicas para troca de caldeiras. Usinas antigas podem obter até 90% dos itens financiáveis caso possuam caldeiras com pressão de operação igual ou superior a 60 bar.

Através dos resultados dos leilões de energia, é possível observar a inserção da energia da biomassa da cana-de-açúcar na matriz elétrica nacional. Nos certames de energia nova e, principalmente, nos de energia de reserva, há agentes vencedores cuja matéria-prima é o bagaço de cana. Apesar disso, a entrega de energia advinda desta fonte não tem atendido o montante contratado em grande parte dos acordos firmados no ambiente regulado, conforme documento elaborado pela EPE [144]. A geração aquém do nível contratado nos leilões, ainda que justificada por quebras de safra, efeitos da crise econômica internacional de 2008, problemas climáticos, dentre outros, afeta a credibilidade da oferta de energia associada a usinas de biomassa, com efeitos deletérios sobre a segurança do abastecimento, um dos pilares do Novo Modelo do Setor Elétrico de 2004.

Pode-se observar, contudo, que a energia comercializada no ambiente regulado representa apenas uma pequena parcela do potencial do setor. Caso todo o bagaço gerado na produção sucroalcooleira fosse destinado à exportação de energia, com a eficiência média das usinas vencedoras dos leilões, estima-se que, em 2022, haveria cerca de 8,4 GWmed disponíveis para comercialização.

Esse valor poderia ser ainda maior, caso se considerasse a participação das palhas e pontas como insumo para a cogeração. Através de legislação federal específica, cujo objetivo principal é o fim das queimadas da cana, a colheita manual será eliminada das práticas nacionais e haverá grande quantidade deste insumo disponível para uso energético. Cabe registrar que há legislações estaduais com cronogramas mais rígidos em relação a esse tema.

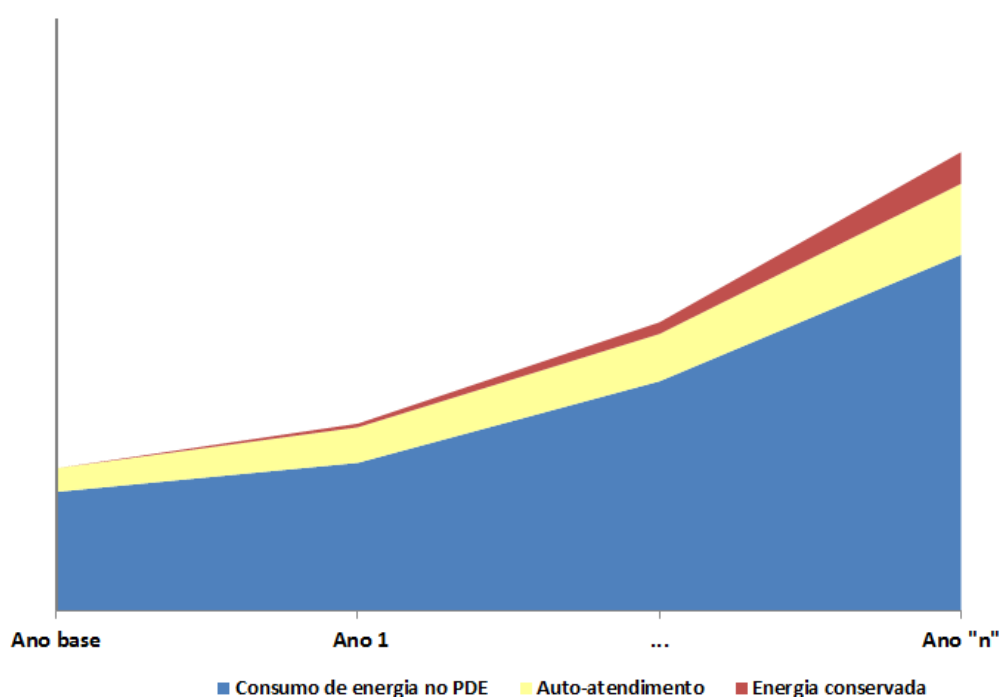
Dentre os principais fatores que inibem a maior contribuição da bioeletricidade no cenário nacional destaca-se a localização de algumas usinas, longe dos pontos de distribuição de energia. Adicionam-se os problemas de licenciamento – por descasamento entre prazos de leilões e respostas dos órgãos responsáveis, e o reduzido prazo de outorga.

Por outro lado, como fator positivo, vale ressaltar que uma significativa vantagem para as indústrias do setor, associada à bioeletricidade, é a garantia de aporte financeiro constante propiciado pela comercialização de energia, em contraposição à sazonalidade da produção de cana a que as mesmas estão sujeitas.

IX – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As ações pelo lado do consumidor final de energia consideram tanto os ganhos de eficiência energética quanto a penetração de geração distribuída nestes consumidores finais¹⁵². Juntas, tais alternativas contribuem com parcela importante do atendimento da demanda de energia no horizonte decenal e permitem reduzir a necessidade de expansão da geração centralizada no SIN. Esta contribuição pode ser visualizada através da representação estilizada apresentada na Figura 28.

Figura 28 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia



Fonte: EPE

Neste ciclo de estudos do PDE, a inclusão da análise mais detalhada acerca da geração distribuída decorre da crescente importância que a mesma deverá desempenhar nos próximos anos: de fato, o país tem caminhado na direção de incentivar a penetração da geração distribuída de pequeno porte, por exemplo, com a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL, que, entre outras, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica. Ademais, também este capítulo explicita melhor a contribuição de setores que tradicionalmente já investem em alternativas de geração distribuída de grande porte, como as grandes indústrias, citando-se como exemplos, as produções siderúrgica, química, celulose e papel e de açúcar e álcool.

¹⁵² O detalhamento da metodologia utilizada na elaboração dessas projeções será apresentado em nota técnica específica sobre o tema, a ser publicada na “home page” da EPE.

1. Conceitos e definições

1.1 Eficiência energética

Para efeito da quantificação dos ganhos de eficiência energética, os seguintes conceitos foram utilizados:

1. Eficiência energética está associada à quantidade efetiva de energia final utilizada e não à quantidade mínima necessária para realização de determinado serviço ou produção de um bem – o que se aproximaria de um potencial técnico.
2. O conceito de eficiência é aplicável tanto à manufatura, onde há um bem físico cujo conteúdo energético pode ser delimitado, quanto para serviços, onde a energia contida no serviço não é tão claramente definida, sendo mais próprio considerar a energia requerida mínima para a prestação do serviço.

Assim, os valores de 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, 2012. Dessa forma:

1. As premissas descritas e os resultados apurados consideram um mesmo volume de saídas – produção física de bens industriais, prestação de serviços e conforto, sendo variável apenas a quantidade de energia necessária a sua produção ou realização;
2. Não são consideradas mudanças de hábitos de consumo ou de regimes de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento ou processo avaliado.¹⁵³

Outra consideração importante é que efeitos sistêmicos advindos de alterações na estrutura de cada setor não foram contabilizados nos ganhos de eficiência energética estimados no PDE 2022, excetuando-se o caso do setor de transportes de carga, em que o impacto do Plano Nacional de Logística de Transporte (PNLT) foi incorporado à estimativa dos ganhos de eficiência energética. Cumpre destacar também que o recentemente publicado Plano Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) não teve o impacto quantificado nos ganhos de eficiência energética, uma vez que as ações específicas serão mais bem detalhadas futuramente pelos órgãos e instituições com competência e delegação formal para essa atividade.

As avaliações prospectivas da eficiência energética consideraram a existência de dois movimentos: o primeiro, denominado aqui de *progresso tendencial*, corresponde ao aumento da eficiência em uma trajetória do tipo *business-as-usual* e inclui a reposição tecnológica pelo término da vida útil de equipamentos e os efeitos de programas e ações de conservação já em execução no País; o segundo, denominado *progresso induzido*, refere-se à instituição de programas e ações adicionais orientados para determinados setores, refletindo políticas públicas; programas e mecanismos ainda não

¹⁵³ Embora os potenciais de melhoria de desempenho energético através de processos de gestão energética em empresas possam ser representativos, há limitações em considerar esses potenciais sob um ponto de vista quantitativo, posto que se relacionam a práticas operacionais das empresas, sendo de difícil generalização para a indústria como um todo. Por essa razão, não foram considerados os ganhos de eficiência energética advindos dessa alternativa.

implantados no Brasil. Portanto, os montantes de conservação indicados são decorrentes dos efeitos combinados dos progressos tendencial e induzido, ainda que com predominância do progresso tendencial, no qual o impacto de novos programas e políticas foi considerado limitado, dado o horizonte do período de análise.

Outras expressões serão utilizadas neste capítulo para eficiência energética, a despeito de questionamentos sobre a conveniência ou atualização. Assim, a expressão “energia conservada”, por exemplo, é utilizada como sinônimo de consumo evitado ou reduzido. Embora não se busque a conservação de energia, no sentido físico da expressão, mas sim a redução efetiva do consumo, expressões como “conservação de energia” e “energia conservada” são utilizadas para indicar o processo (conservação) ou resultado da redução no consumo final de energia, tendo em vista sua larga aplicação na literatura.

Por fim, deve-se salientar que os resultados aqui apresentados são consistentes com os valores considerados no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), mesmo levando em conta as diferenças metodológicas e de extensão do horizonte temporal de análise existentes entre o PNEf e o PDE 2022.

1.2 Geração distribuída

Adota-se como definição para a geração distribuída aquela geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.

Nesse sentido, a geração distribuída pode ser classificada por tamanho: grande porte e o agrupamento de médio/pequeno porte, de modo a tratar empreendimentos com lógica similar do ponto de vista do investimento, modo de operação e barreiras à implementação: enquanto, em geral, as unidades de grande porte estão associadas fortemente à lógica industrial, a geração distribuída de menor porte apresenta uma lógica mais vinculada à realidade das residências e do setor comercial.

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.

Dentre as tecnologias de geração distribuída de pequeno porte destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico; esta tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, dadas as iniciativas regulatórias recentes observadas no país, como a Medida Provisória nº 579 de 2012, que dispõe sobre a redução dos encargos setoriais e a modicidade tarifária, entre outros.

Nesse contexto, com intuito de reduzir as barreiras para a penetração da geração distribuída de pequeno porte, recentemente a ANEEL, através da REN nº 482/2012, estabeleceu regras que incluem a microgeração, com até 100 KW de potência, e a minigeração, de 100 KW a 1 MW, e também cria o sistema de compensação de energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. As condições do regulamento são válidas para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia: hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada¹⁵⁴ (ANEEL, 2012b).

2. Principais resultados agregados

2.1 Ganhos de eficiência energética

Na Tabela 153 é apresentada a evolução do consumo total de energia (eletricidade e combustíveis) adotada neste Plano e da conservação implicitamente considerada nessa projeção. As projeções relativas especificamente ao consumo de eletricidade, incluindo autoprodução, e à parcela de energia conservada, são apresentadas na Tabela 154.

Tabela 153 – Consumo final de energia e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2013	2017	2022
	mil tep		
Consumo potencial, sem conservação	252.458	310.795	391.589
Energia conservada	1.478	8.805	22.634
Energia conservada, %	0,6	2,8	5,8
Consumo final, considerando conservação	250.980	301.990	368.955
Energia conservada por setor	mil tep		
Setor industrial ⁽²⁾	948	5.186	12.850
Setor transporte	315	2.376	7.031
Setor comercial	69	276	641
Setor residencial ⁽³⁾	81	699	1.553
Outros setores ⁽⁴⁾	65	268	559

Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.

(2) Inclui setor energético.

(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

(4) Setor público, agropecuário e outros.

Fonte: EPE

¹⁵⁴ Cogeração Qualificada: Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa nº 235 de 14.11.2006, da ANEEL, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração. Resolução Normativa ANEEL n. 235, de 14 de novembro de 2006 (Diário Oficial, de 22 nov. 2006, seção 1, p. 78).

Tabela 154 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética

Consumo ⁽¹⁾	2013	2017	2022
	GWh		
Consumo potencial, sem conservação	525.430	648.849	835.041
Energia conservada	5.320	22.200	48.024
Energia conservada, %	1,0	3,4	5,8
Consumo final, considerando conservação	520.110	626.649	787.016
Energia conservada por setor	GWh		
Setor industrial ⁽²⁾	2.983	9.057	19.038
Setor transporte	19	112	299
Setor comercial	776	2.966	6.779
Setor residencial ⁽³⁾	941	8.127	18.059
Outros setores ⁽⁴⁾	601	1.938	3.849

Notas: (1) Inclui autoprodução.
 (2) Inclui setor energético.
 (3) Compreende domicílios urbanos e rurais.
 (4) Setor público, agropecuário e outros.

Fonte: EPE

Como se considerou como base o ano de 2012, o efeito da conservação de energia foi contabilizado a partir de 2013. Observe-se ainda que, a partir dessas informações, pode-se projetar a eficiência energética no consumo de combustíveis em 18.504 mil tep em 2022. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 370 mil barris por dia, ou aproximadamente 17% da média do consumo de petróleo no País em 2012.

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2022, 48 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 10.000 MW, equivalente as usinas Marimbondo e Tucuruí I e II.

Outra forma de avaliar a importância ou o impacto da eficiência energética nas projeções de consumo é a apresentada na Tabela 155, na qual se indica, para cada setor, a proporção dos ganhos de eficiência obtidos no ano de 2022 e o incremento de consumo no horizonte decenal. A eficiência energética intrinsecamente considerada nas projeções do consumo representam 17% do aumento da demanda de combustíveis, 17% do aumento da demanda de eletricidade e 17% do aumento da demanda energética total.

Tabela 155 – Eficiência energética e aumento da demanda

Setor	Energia conservada em 2022 / Aumento do consumo entre 2012 e 2022		
	Eletricidade (%)	Combustíveis (%)	Energia Total (%)
Indústria ⁽¹⁾	14	21	19
Transportes	27	15	15
Comercial	11	18	12
Residencial ⁽²⁾	29	0	21
Outros ⁽³⁾	14	11	12
TOTAL	17	17	17

Notas: (1) Inclui o setor energético.

(2) Compreende os domicílios urbanos e rurais. Para os combustíveis foi considerada a substituição entre fontes, que neste estudo não foi contabilizada como ganho de eficiência energética.

(3) Setor agropecuário,

(4) Público e outros.

Fonte: EPE

Nessas condições, os principais indicadores associados ao consumo total de energia no País são os apresentados na Tabela 156.

Tabela 156 – Indicadores do consumo de energia

Indicador	2013	2022	
	sem conservação	sem conservação	sem conservação
Energia total			
Intensidade, tep/ R\$ mil de 2010	61,1	62,0	58,4
Consumo per capita, tep/hab	1.287	1.890	1.781
Eletricidade			
Intensidade, kWh / R\$ mil de 2010	127,3	132,3	124,6
Consumo per capita, kWh/hab	2.679	4.039	3.798
Consumo residencial médio mensal, kWh/mês/cons.	162,2	210,3	191,0

Fonte: EPE

2.1.1 Setor industrial

A energia conservada em cada segmento industrial foi estimada pela diferença, para um mesmo volume de produção ou atividade setorial, entre a projeção do consumo de energia considerando a evolução dos rendimentos energéticos dos processos e usos finais e a projeção do consumo considerando constante (e igual ao do ano base) o rendimento energético dos equipamentos. Importa destacar que neste estudo o setor energético¹⁵⁵ foi contabilizado no setor industrial.

Como procedimento geral, os rendimentos energéticos foram projetados tendo como referência as séries históricas do BEN (EPE, 2012), o potencial de conservação de energia e os ganhos energéticos apurados com base nas duas últimas edições do BEU (anos bases: 1994 e 2004). Admitiu-se a mesma

¹⁵⁵ Compreende o consumo próprio em atividades industriais de produção de energia, a saber: produção de petróleo e gás natural, refinarias de petróleo, UPGN's, destilarias de álcool, coquearias, carvoarias e plantas de geração elétrica.

dinâmica histórica com relação a esses ganhos no horizonte decenal.¹⁵⁶ Na Tabela 157 é apresentado o consumo específico de energia para os segmentos industriais selecionados.

Tabela 157 – Setor industrial: consumo específico de energia

Segmento	2013	2017	2022
	tep/t		
Cimento	0,078	0,076	0,074
Ferro-Gusa e Aço	0,496	0,490	0,478
Ferro-Ligas	1,556	1,507	1,448
Papel e Celulose	0,366	0,371	0,365

Nota: Inclui a conservação de energia.
Fonte: EPE

A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada na Tabela 158. Considerou-se a participação de todas as fontes energéticas, inclusive eletricidade, utilizadas especialmente para aquecimento direto e calor de processo.

Tabela 158 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Consumo	mil tep		
Consumo sem conservação	121.365	151.073	192.661
Energia conservada	948	5.186	12.850
Energia conservada (%)	0,8	3,4	6,7
Consumo com conservação	120.417	145.886	179.811
Intensidade energética	tep/R\$ milhões de 2010		
Sem conservação	123,5	124,7	125,2
Com conservação	122,6	120,4	116,8

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 6,7% em relação à demanda de energia final prevista para 2022, equivalente a aproximadamente 12,8 milhões de tep.

O mesmo tipo de abordagem metodológica foi aplicado para a análise da eficiência energética no consumo de eletricidade na indústria. Na Tabela 159 são mostrados os principais resultados obtidos. Como se observa destes resultados, a intensidade elétrica apresenta, no horizonte decenal, trajetória descendente, derivada do contínuo crescimento de eficiência energética em todos os segmentos industriais.

Tabela 159 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Consumo	GWh		
Consumo sem conservação	247.446	304.456	391.443
Energia elétrica conservada	2.983	9.057	19.038
Energia elétrica conservada (%)	1,2%	3,0	4,9
Consumo com conservação	244.463	295.399	372.405
Intensidade elétrica	kWh/R\$ mil de 2010		

¹⁵⁶ Cabe mencionar que, para alguns segmentos industriais essa abordagem foi complementada a partir da análise “benchmarking” de consumos específicos (kWh/t ou GJ/t), internalizando-se com base na dinâmica da indústria brasileira. Esta internalização leva em conta, por exemplo, a dinâmica de entrada de novas unidades, o potencial de retrofit etc.

Sem conservação	251,9	251,3	254,4
Com conservação	248,8	243,8	242,0

Nota: Inclui o setor energético
Fonte: EPE

Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 4,9% em relação à demanda de eletricidade prevista para 2022, equivalente a aproximadamente 19 TWh ou à geração de uma usina hidroelétrica de cerca de 4 MW, potência comparável à usina de Itumbiara, no Rio Paranaíba.

2.1.2 Setor de transportes

O setor de transportes foi tratado de forma a contemplar apenas o ganho do efeito intensidade, ou seja, os ganhos associados ao rendimento por tipo de transporte (melhorias tecnológicas).

A metodologia desenvolvida pela EPE para a elaboração das projeções de demanda de energia no setor de transportes consistiu na conjugação de duas abordagens complementares: *top-down* e *bottom-up*. Tais projeções foram obtidas por segmento (cargas e passageiros), por modal (rodoviário, aquaviário, ferroviário e aéreo), segundo os principais energéticos empregados, em um processo iterativo e convergente.

De forma geral, na abordagem *bottom-up* (ou contábil) são empregados modelos do tipo técnico-paramétricos, que partem de dados e informações desagregadas para a obtenção das projeções de demanda para cada segmento, modal e energético, tais como: vendas de veículos, curvas de sucateamento, consumo específico e quilometragem média.

Na abordagem *top-down* utilizam-se formulações econométricas e dados agregados para a obtenção das projeções de demanda por segmento, modal e energético, expressos em função de variáveis-chave, como nível de atividade e intensidade energética. Destaca-se que, nesta abordagem, tanto para o segmento de cargas quanto para o segmento de passageiros, o nível de atividade (a saber: tonelada-quilômetro e passageiro-quilômetro, respectivamente) é determinado, basicamente, a partir de sua correlação com o PIB do País.

Ressalte-se, adicionalmente, que a metodologia empregada nas projeções de demanda de energia para o setor de transportes considera o incremento de eficiência técnica (veículos novos com melhor desempenho no rendimento energético).

Para estimar a energia conservada no setor transporte, subtrai-se a projeção de consumo de energia realizada por fonte do consumo que ocorreria na ausência dos ganhos de eficiência energética (ou “consumo sem conservação”). O “consumo sem conservação” é obtido aplicando-se a mesma intensidade energética por fonte registrada no ano-base¹⁵⁷ à projeção da atividade de transporte por modal¹⁵⁸.

Os ganhos de eficiência assim calculados para o setor de transportes são apresentados na Tabela 160.

¹⁵⁷ Por isso, o “consumo sem conservação” também é chamado “consumo com intensidade energética congelada”.

¹⁵⁸ Cabe destacar que, ao se optar por uma abordagem de energia conservada por fonte e por modal, não se consegue mensurar todo o ganho sistêmico de eficiência energética (como ocorreria numa abordagem agregada para o total de energia do setor transporte). Todavia, para que as emissões de CO₂ evitadas fossem avaliadas, foi necessário desagregar a energia economizada por fonte.

Tabela 160 - Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética

Consumo	2013	2017	2022
	mil tep		
Consumo sem conservação	85.407	106.167	134.877
Energia conservada	315	2.376	7.030
Energia conservada (%)	0,4	2,2	5,2
Consumo com conservação	85.092	103.791	127.847

Fonte: EPE

2.1.3 Setor residencial

Para este setor, foram utilizadas duas metodologias, complementares entre si, para a projeção da demanda de energia elétrica. Na primeira metodologia, o comportamento agregado do consumo residencial é avaliado a partir de dois indicadores, a saber: relação entre o número de consumidores residenciais e a população (que permite obter a projeção do número de consumidores a partir da projeção da população), e o consumo médio por consumidor residencial. A segunda metodologia baseia-se em uma análise desagregada da demanda por uso final, que considera o número de domicílios, a posse média e o consumo específico dos equipamentos – variável que internaliza possíveis ganhos de eficiência. Ambas as metodologias foram aplicadas simultaneamente, obtendo-se a convergência dos resultados por meio de processo iterativo, envolvendo ajustes de parâmetros e calibragem de indicadores, sempre de forma consistente com o cenário macroeconômico e com as premissas básicas adotadas.

Ressalta-se que os valores aqui reportados correspondem ao consumo de energia na totalidade dos domicílios, contemplando, portanto, o uso da energia consumida nas residências urbanas e rurais.

Considerando a metodologia de análise desagregada, a energia conservada é calculada como a diferença entre o consumo previsto com base nas premissas adotadas para a projeção da demanda e o consumo que ocorreria na hipótese de não haver alteração no rendimento energético dos equipamentos. Dessa forma:

- O cálculo da energia conservada tem por referência a mesma base de número de domicílios e atendimento pela rede elétrica;
- Para efeito de cálculo, não foram consideradas diferenças de posse, mudanças de hábitos ou regime de operação de equipamentos, mas apenas ganhos associados ao consumo específico de cada equipamento;
- A energia conservada deve-se, exclusivamente, ao aumento da eficiência dos novos equipamentos consumidores.

Considera-se que a oferta de equipamentos no mercado evolui na direção de disponibilizar aos consumidores dispositivos mais eficientes. Assim, por hipótese, a eficiência média do estoque de equipamentos em poder das famílias aumenta progressivamente, seja devido à reposição do equipamento ao final de sua vida útil, seja devido à expansão do estoque, associada ao movimento de equipar os novos domicílios. Nesse sentido, considerou-se a regulamentação específica sobre as lâmpadas incandescentes (portaria interministerial nº 1.007, de 31 de dezembro de 2010) e a

eficiência dos novos equipamentos adquiridos pelas famílias, conforme crescimento apresentado na Tabela 161.

Tabela 161 – Aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos no horizonte decenal

Equipamento	Ganho Anual (%)	Fundamentação geral
Ar condicionado	0,5	Reposição tecnológica natural do estoque e ações dos fabricantes com melhorias de eficiência impulsionadas principalmente pelo PBE e PROCEL.
Geladeira	0,5	
Freezer	0,5	
Máquina de lavar roupas	0,5	
Televisão	0,3	
Lâmpadas	7,8	Substituição das lâmpadas incandescentes
Chuveiro elétrico	-0,5	Tendência de aquisição de equipamentos com maior potência.

Fonte: EPE

Adotou-se como ponto de partida o consumo específico por equipamento em 2005, estimado com base nos dados da “Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Uso” do PROCEL (Eletrobras, 2007), das tabelas de eficiência do PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem (INMETRO, 2012), além de dados de potência e tempo de uso, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Na Tabela 162 são apresentados os resultados obtidos para o setor residencial.

Tabela 162 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética

Consumo	2013	2017	2022
	GWh		
Consumo sem conservação	122.831	153.655	196.718
Energia conservada	941	8.127	18.059
Energia conservada (%)	0,8	5,3	9,2
Consumo com conservação	121.890	145.528	178.659

Nota: Considera domicílios urbanos e rurais.

Fonte: EPE

Com relação ao uso de combustíveis, o aquecimento direto (energia térmica) é o mais importante uso final da energia nas residências (MME, 2005) sendo a finalidade principal o processamento de alimentos (cozimento). O equipamento típico do aquecimento direto residencial é o fogão e os principais energéticos são a lenha, o gás natural e o GLP. Admitiu-se que, nesse uso, parte da lenha será substituída pelo GLP devido ao crescimento da renda e a melhorias na logística de distribuição. Supôs-se também que, ao mesmo tempo, o gás natural promoverá deslocamento do GLP, em decorrência da expansão da malha de distribuição, especialmente em áreas urbanas.

Adicionalmente, no caso do GLP, admitiu-se a hipótese de redução do consumo específico (consumo por domicílio) devido ao aumento de eficiência energética em razão da etiquetagem compulsória, com rendimento mínimo estabelecido, de fornos e fogões. Esse efeito, contudo, é em parte compensado pelo aumento no consumo de alimentos nos domicílios, especialmente daqueles que demandam mais energia em seu preparo, como é o caso de carnes, em decorrência do ganho de renda das famílias ao longo do horizonte de análise.

Para o aquecimento de água para banho, estimou-se o consumo evitado de 5.428 GWh em 2022. Além do maior uso de gás natural em substituição a chuveiros elétricos, admitiu-se forte crescimento

na utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), impulsionadas principalmente pelo Programa Minha Casa Minha Vida e pelo Programa de Eficiência Energética do PEE da ANEEL, com instalação de SAS em mais de 2 milhões de residências entre 2011 e 2014, meta da segunda fase do Programa. Após 2018, o incremento anual é mantido até que o país atinja 3 m² de painel solar por domicílio que usa o sistema de aquecimento solar (SAS), que é considerado como meta conservadora para a Europa em 2020.

Ressalte-se, por fim, que, conforme já salientado, a substituição entre fontes não foi contabilizada neste estudo como ganho de eficiência energética, ainda que tenha sido intrinsecamente considerada na projeção de demanda.

2.1.4 Setor comercial

Assim como no setor residencial, a eletricidade é a principal forma de energia consumida no setor comercial. Em 2010, correspondeu a cerca de 90% da energia consumida no setor (EPE, 2011). A projeção do demanda setorial de energia admite a sustentação dessa proporção ao longo de todo o horizonte, haja vista tratar-se de consumo relacionado à iluminação, refrigeração e força motriz, praticamente cativo da energia elétrica.

As projeções de demanda do setor comercial no longo prazo foram obtidas utilizando o MIPE (Modelo Integrado de Planejamento Energético). A metodologia empregada compreendeu duas etapas sequenciais: obtenção da projeção da demanda de energia útil e cálculo da demanda de energia final.

O montante de racionalização de eletricidade foi estimado utilizando os coeficientes de rendimento do BEU (MME, 2005). Admitiu-se a mesma dinâmica histórica com relação a esses ganhos no horizonte decenal.

As projeções do consumo de eletricidade indicam forte crescimento até 2022. A energia conservada foi calculada em 4,7% do consumo projetado em 2022, reduzindo o consumo final em aproximadamente 6,8 TWh nesse ano. Observa-se o crescimento da “intensidade elétrica”, seguindo a trajetória verificada para o setor nas últimas décadas. A Tabela 163 resume os resultados obtidos.

Tabela 163 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Consumo (GWh)			
Consumo sem conservação	84.006	107.353	145.757
Energia conservada	776	2.966	6.779
Energia conservada (%)	0,9	2,8	4,7
Consumo com conservação	83.230	104.387	138.978
Intensidade elétrica (kWh/R\$ mil de 2010)			
Sem conservação	35,6	38,4	41,2
Com conservação	35,3	37,3	39,3

Fonte: EPE

Quanto à utilização de outros energéticos, fundamentalmente para usos térmicos, foram admitidas premissas similares ao caso do setor residencial. Para cocção, admitiu-se que parte da lenha tende a ser substituída pelo GLP, refletindo as melhorias na logística de distribuição. Ao final do horizonte,

restaria à lenha apenas os usos cativos dessa fonte. Considerou-se também que o gás natural promoverá deslocamento do GLP, em decorrência da expansão da malha de distribuição, especialmente em áreas urbanas. A projeção de conservação de energia no setor comercial considerando, além da eletricidade, as demais fontes, é apresentada na Tabela 164.

Tabela 164 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	7.994	10.159	13.655
Energia conservada	69	276	641
Energia conservada (%)	0,9	2,7	4,7
Consumo com conservação	7.925	9.883	13.014
Intensidade energética (tep/R\$ milhões de 2010)			
Sem conservação	3,4	3,6	3,9
Com conservação	3,4	3,5	3,7

Fonte: EPE

2.1.5 Setor agropecuário

No setor agropecuário os ganhos de eficiência energética na evolução da demanda desse setor indicam que os efeitos combinados dos progressos tendenciais e induzidos resultam, em 2022, em um abatimento da demanda setorial de energia em torno de 2,0% ou 249 mil tep no ano de 2022, sendo que o grande potencial de economia está concentrado no óleo diesel, com 80% e a eletricidade com apenas 20%, conforme mostrado na Tabela 165.

Tabela 165 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Consumo (mil tep)			
Consumo sem conservação	10.610	11.825	12.859
Energia conservada	20	126	249
Energia conservada (%)	0,2	1,1	1,9
Consumo com conservação	10.591	11.700	12.610
Intensidade energética (tep/R\$ milhões de 2010)			
Sem conservação	57,8	53,0	45,7
Com conservação	57,7	52,4	43,1

Fonte: EPE

2.1.6 Setor público

Para o setor público, a expectativa de conservação de energia é de 7,3 % do consumo projetado para 2022 e de 7,7 % no caso do consumo de energia elétrica, conforme mostrado na Tabela 166.

Tabela 166 – Setor público: consumo de energia e eficiência energética

Discriminação	2013	2017	2022
Energia Total (mil tep)			
Consumo sem conservação	4.029	4.697	5.684
Energia conservada	16	148	417
Energia conservada (%)	0,4	3,1	7,3
Consumo com conservação	4.013	4.549	5.267
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	41.194	48.275	58.851
Energia conservada	168	1.596	4.517
Energia conservada (%)	0,4	3,3	7,7
Consumo com conservação	41.026	46.679	54.334

Fonte: EPE.

2.2 Geração distribuída

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 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;
- 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, distinguindo-se entre produção no pós-sal e produção no pré-sal: admitiu-se que a exploração de petróleo no pré-sal requer maior quantidade de geração de energia elétrica para a extração da mesma quantidade de petróleo.

A avaliação da cogeração para o setor comercial, foi realizada a partir da análise das projeções de demanda de gás natural para os próximos dez anos, fornecidas pelas distribuidoras estaduais de gás canalizado. Para fins de estimativa da eletricidade autoproduzida, assumiu-se como premissa o uso de

motores a gás natural, com eficiência elétrica de 40% e operando a um fator médio de capacidade de 40.¹⁵⁹ No caso da indústria, assumiu-se a tecnologia baseada em turbinas a gás natural como a tecnologia mais utilizada, atendendo à demanda térmica de base. A eficiência típica desses sistemas (em geração elétrica) varia entre 30-45%.

Para as projeções de geração solar fotovoltaica¹⁶⁰, para as classes residencial e comercial, foram adotadas as seguintes premissas:

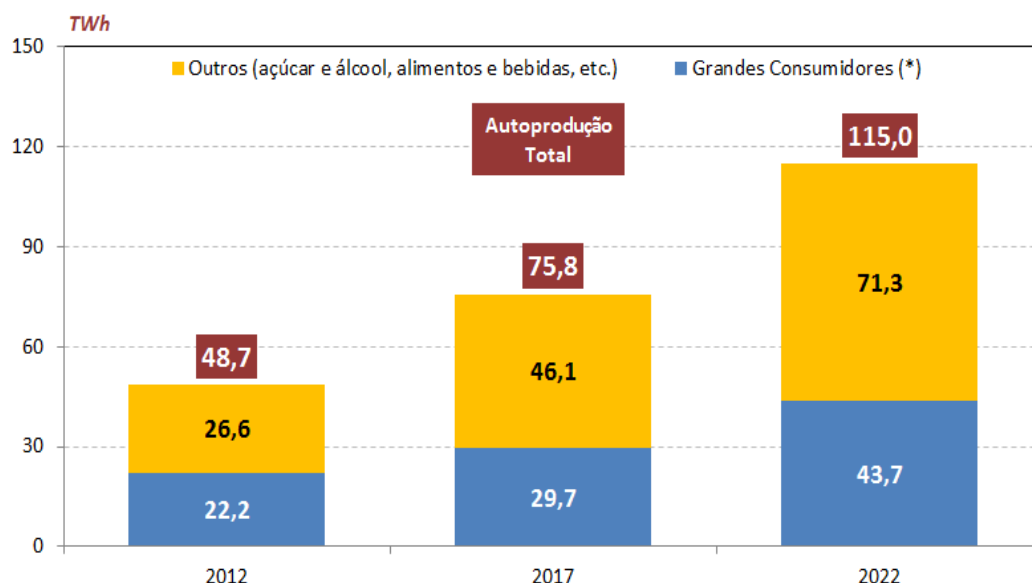
- A partir de dados de consumo de energia elétrica (SIMPLES/EPE), limitou-se o mercado potencial no ano base como residências que consomem acima de 500 kWh/mês e uma parcela da classe comercial na baixa tensão;
- Considerou-se que apenas 30% dos telhados de residências que possuem padrão de consumo descrito acima possuem características que possibilitam a implementação do painel. Tal valor é o limite inferior encontrado por Wiginton *et al.* (2010) que listam vários estudos com valores que variam entre 30% e 90%. Dessa forma, a estimativa aqui pode ser considerada como conservadora.
- Para projetar o número de consumidores elegíveis, admitiu-se que o consumo médio por unidade consumidora permanecerá constante no horizonte.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída (grande e pequeno porte), permita reduzir o consumo do SIN em um total de 117 TWh em 2022, sendo 115 TWh em sistemas de grande porte (Figura 29), instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, química, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras, além do setor comercial.

¹⁵⁹ Trata-se de uma simplificação adotada para permitir a estimativa da geração elétrica a partir do consumo de gás natural para co-geração. Os sistemas instalados em cada consumidor diferirão em função das características específicas de cada empreendimento, bem como da estratégia a ser adotada para o atendimento da unidade. Essas considerações específicas, contudo, fogem ao escopo dessa nota.

¹⁶⁰ A descrição geral das premissas consideradas na expansão industrial é detalhada na Nota Técnica: "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira", disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/Notat%C3%A9cnicaAn%C3%A1liseDaInser%C3%A7%C3%A3oDaGera%C3%A7%C3%A3oSolarnaMatrizEl%C3%A9tricaBrasileira.aspx?CategoriaID=>

Figura 29 – Autoprodução de eletricidade



Nota: Engloba os segmentos industriais: papel e celulose, siderurgia, ferroligas, pelotização, alumínio, alumina e bauxita, cobre, petroquímica, soda-cloro e cimento. Autoprodução concentrada nos segmentos de papel e celulose, siderurgia e petroquímica.
 Fonte: Elaboração EPE

Os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica estão apresentados na Tabela 167.

Tabela 167 – Grandes consumidores industriais – Autoprodução por segmento

Segmento	2013	2017	2022
	GWh		
Siderurgia	5.205	5.205	10.167
Petroquímica	2.459	2.459	4.439
Celulose & papel	12.226	18.036	25.056
Açúcar & álcool	15.071	19.818	23.623
E&P	10.790	20.820	39.812
Outros setores	7.798	9.505	11.911
Total	53.549	75.843	115.008

Fonte: EPE

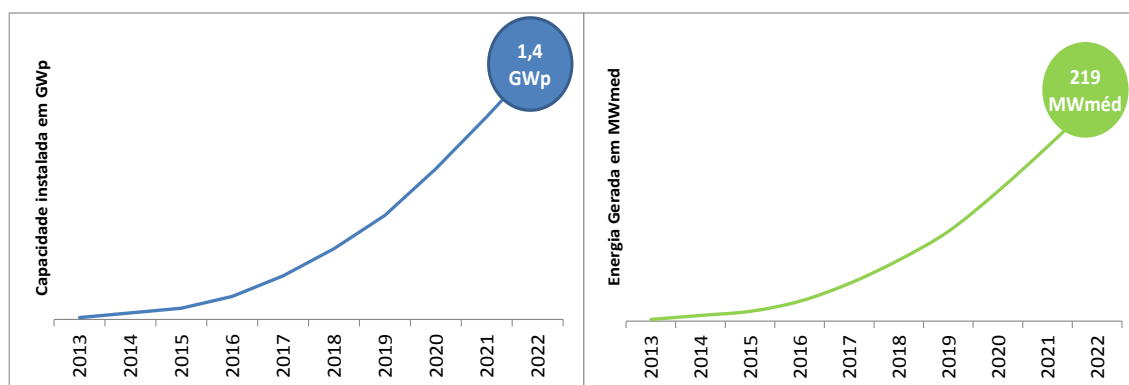
A projeção da cogeração para o setor comercial, por sua vez, é apresentada na Tabela 168.

Tabela 168 – Cogeração no setor comercial

Segmento	2013	2017	2022
Comercial	122	251	331

Fonte: EPE

O montante restante de 1,9 TWh (equivalente a 219 MWmed) em 2022 (Figura 30) é devido à penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica nas classes residencial e comercial. A evolução da capacidade instalada e a respectiva energia gerada são apresentadas na Figura 30.

Figura 30 – Evolução de capacidade instalada e energia gerada a partir da geração solar

Fonte: EPE

2.3 Resultados Consolidados

No horizonte decenal, destaca-se o relevante papel da geração distribuída (autoprodução e fotovoltaica) no atendimento ao consumo de eletricidade: estima-se que esta alternativa de atendimento permite abater em torno de 117 TWh da energia solicitada à rede.

A parcela da autoprodução representa atualmente cerca de 10% do consumo total de eletricidade do País (valor verificado nos últimos anos) e passará para quase 15% ao final do horizonte. Prevê-se um expressivo crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, em torno de 9% ao ano, em média.

Na Tabela 169 são apresentados os resultados consolidados da eficiência energética e da geração distribuída estimada no horizonte decenal. O consumo atendido com a autoprodução e a fotovoltaica, representará cerca de 15% do consumo de eletricidade e 2,7% do consumo energético total em 2022.

O montante da geração distribuída no final do decenal, ou seja, 117 TWh, corresponderá a algo equivalente à soma das energias asseguradas das duas maiores usinas hidroelétricas atualmente existentes no país: Itaipu (incluindo a parcela paraguaia) e Tucuruí I e II.

Tabela 169 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída

Energia Total (mil tep)	2013	2017	2022
Consumo sem conservação	252.458	310.795	391.589
Energia conservada	1.478	8.805	22.634
Energia conservada (%)	0,6	2,8	5,8
Consumo com conservação	250.980	301.990	368.955
Autoprodução	4.605	6.522	9.891
Fotovoltaica	1,2	28	165
Consumo atendido por GD (%)	1,8	2,2	2,7
Energia elétrica (GWh)			
Consumo sem conservação	525.430	648.849	835.041
Energia conservada	5.320	22.200	48.024
Energia conservada (%)	1,0	3,4	5,8
Consumo com conservação	520.110	626.649	787.016
Autoprodução	53.549	75.843	115.008
Fotovoltaica	14	325	1.919
Consumo atendido por GD (%)	10,3	12,2	14,9

Fonte: EPE.

X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Assim como nos ciclos anteriores, o conceito de sustentabilidade orientou os critérios e procedimentos utilizados na análise socioambiental do PDE 2022. Sendo assim, os estudos socioambientais foram desenvolvidos de modo a considerar questões associadas:

- à redução dos impactos locais e globais na utilização das fontes de energia, em especial na geração hidrelétrica;
- ao uso de fontes renováveis;
- à minimização dos impactos sobre o meio ambiente.

A análise socioambiental compreende:

- *a análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE)*, com uma abordagem basicamente quantitativa, na qual as emissões são mensuradas de acordo com a expansão do consumo e da oferta de energia adotada no PDE 2022. Os resultados são analisados tomando por referência as negociações internacionais sobre mudança do clima e os compromissos assumidos pelo país, sempre tendo em vista a importância do PDE como plano setorial de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas;
- *a análise de cada fonte energética*, de caráter quali-quantitativo, com o objetivo de avaliar as condições em que as interferências dos projetos previstos poderiam ocorrer sobre o meio natural e a sociedade;
- *a análise integrada*, de caráter qualitativo, com subsídios da etapa anterior, com o objetivo de identificar as interferências potenciais de cada fonte sobre as sensibilidades socioambientais mais significativas de cada região brasileira, permitindo compor uma visão de conjunto da expansão da oferta de energia e apresentar os desafios e as ações importantes no processo de melhoria das condições de sustentabilidade do PDE.

Este capítulo é composto pela projeção e avaliação das emissões de gases de efeito estufa, pela análise da expansão da oferta de energia (geração hidrelétrica, outras fontes renováveis: energia eólica, bioeletricidade e PCH, transmissão, petróleo e biocombustíveis) e pela análise socioambiental integrada dessa expansão como um todo.

1. Premissas, critérios e procedimentos

Foram consideradas as seguintes premissas para o desenvolvimento da análise socioambiental:

- atendimento às metas de emissão de GEE estabelecidas para o ano 2020;
- opção por projetos que evitem áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental;

- preferência por projetos que apresentem menores impactos e maiores benefícios sociais, ambientais e econômicos.

Em razão das particularidades de cada fonte, a abordagem metodológica adotada é diferenciada no caso da produção e transmissão de energia elétrica e da produção e oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

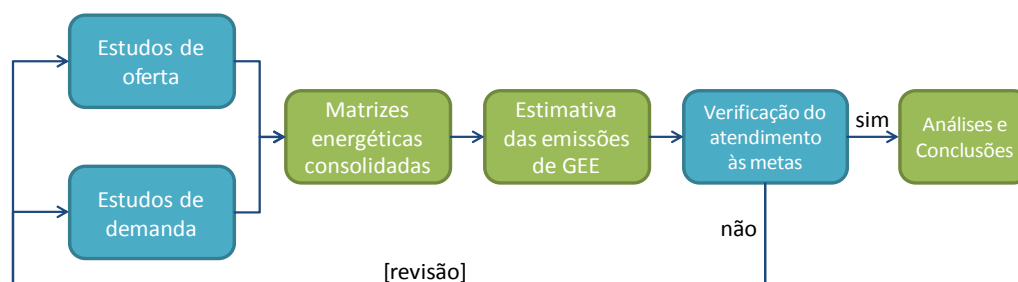
1.1 Emissões de GEE

No que se refere às emissões antrópicas de GEE devidas à produção e ao uso da energia, a análise abrangeu o Plano como um todo, considerando:

- o consumo final de energia nos diversos setores da economia, a saber: transportes, indústria, agropecuária, comércio e serviços, setor público e, ainda, o consumo final no setor residencial, conforme a classificação utilizada no Balanço Energético Nacional – BEN;
- a queima de combustíveis fósseis nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
- o uso de combustíveis fósseis nos processos de transformação, aí incluídas as unidades de refino e de processamento de gás e as usinas termelétricas.

As emissões de GEE foram calculadas utilizando-se a mesma metodologia *bottom-up* aplicada no inventário brasileiro de emissões antrópicas de GEE elaborado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia e adotada pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC [216][217], na sigla em inglês, tendo por base as matrizes energéticas consolidadas, projetadas para cada ano do horizonte decenal. Assim, pode-se conhecer o montante de emissões por tipo de combustível e por setor econômico, de acordo com a expansão do consumo e da oferta de energia¹⁶¹. A Figura 31 apresenta o encadeamento dos procedimentos para a projeção das emissões de GEE.

Figura 31 – Processo de análise das emissões de GEE



Fonte: Elaboração EPE

¹⁶¹ São contabilizadas também as emissões fugitivas associadas à exploração e produção de petróleo e gás natural e ao transporte e beneficiamento do gás natural. Não estão contabilizadas apenas as emissões associadas à geração termelétrica em sistemas isolados (até a data prevista para a respectiva interligação ao SIN, quando for o caso). A geração termelétrica nesses sistemas é muito pequena, sobretudo após a interligação dos sistemas Manaus e Macapá, pelo que o quadro geral das emissões do setor energético não se altera em face da não consideração das emissões associadas à referida geração. No que diz respeito às emissões provenientes de reservatórios hidrelétricos, apesar de existirem vários estudos nessa seara, não há até o momento consenso acadêmico sobre um método de estimativa confiável. Por esse motivo, tais emissões não são contabilizadas. Vários dos estudos existentes se baseiam nas emissões brutas dos reservatórios, porém os estudos mais recentes apontam para a necessidade de se contabilizar não somente as emissões brutas, mas sim as emissões líquidas, ou seja, é necessário se descontar as emissões existentes antes da construção do reservatório e as contribuições de montante, entre outros fatores. Nesse contexto, está em andamento o projeto de P&D estratégico denominado BALCAR – Balanço de Carbono em Reservatórios Hidrelétricos, coordenado pelo CEPEL e que conta com a participação de várias instituições de pesquisa, além do apoio da ANEEL e MME.

Para o cálculo das emissões de GEE dos diferentes combustíveis foram utilizados os fatores aplicados pelo IPCC [216]. Como a matriz consolidada tem como unidade-padrão a tonelada equivalente de petróleo – tep, os fatores foram convertidos para a unidade tCO₂-eq/10³tep. Todos os resultados finais são expressos em MtCO₂-eq (milhões de toneladas de CO₂ equivalente).

1.2 Energia elétrica

A análise socioambiental das usinas hidrelétricas compreendeu:

- a avaliação processual, na qual é estimado o ano possível para entrada em operação de cada um dos projetos em estudo;
- a avaliação socioambiental, que considera os potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos dos projetos.

Para as outras fontes renováveis (energia eólica, bioeletricidade e PCH) foi realizado o mapeamento dos projetos planejados e elaborada uma análise socioambiental da expansão.

A análise socioambiental da expansão termelétrica foi incorporada na análise integrada do PDE 2022 e, em adição, foram calculadas as emissões de GEE com base na simulação da operação dessas usinas no SIN, que foram contabilizadas na projeção de emissões devidas à produção e ao uso da energia deste PDE.

Na transmissão de energia elétrica foram identificadas as principais áreas de interesse socioambiental que poderão ser afetadas pelas linhas indicadas.

1.3 Petróleo, gás natural e biocombustíveis

Em relação à produção de petróleo e gás natural prevista, foram realizadas:

- a avaliação da sensibilidade ambiental das regiões onde se localizam os recursos, como subsídio à curva de produção e para análise de impactos regionais;
- a estimativa dos potenciais benefícios socioeconômicos resultantes dos investimentos planejados.

Para os biocombustíveis líquidos efetuou-se a caracterização da produção e a análise socioambiental da expansão do etanol e do biodiesel. Com relação ao etanol, especificamente, fez-se uma análise das prováveis áreas de expansão da cana-de-açúcar, sendo ainda analisados os aspectos sociais da expansão da produção deste setor.

A análise socioambiental da expansão da malha de gasodutos foi incorporada na análise integrada.

1.4 Análise integrada

A análise socioambiental integrada tem como objetivo a avaliação qualitativa das principais interferências associadas ao conjunto de projetos do setor de energia sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras que concentram os recursos explorados.

Como resultado, indica temas prioritários para a gestão ambiental do setor e desafios socioambientais importantes a serem enfrentados no horizonte de planejamento.

A análise integrada oferece subsídios para a discussão antecipada de questões socioambientais importantes e contribui para a minimização de riscos e o aproveitamento de oportunidades relacionadas à expansão da oferta de energia. Torna-se, assim, uma alternativa para o acompanhamento e a avaliação dos avanços no tratamento das questões socioambientais consideradas críticas para o setor. O surgimento ou a exclusão de temas reflete as mudanças na configuração do conjunto de projetos planejados e suas possíveis consequências socioambientais.

2. Emissões de gases de efeito estufa (GEE)

2.1 Meta

A mudança global do clima causada pelas emissões antrópicas de GEE é uma das principais questões socioambientais a serem enfrentadas na atualidade. O Brasil, signatário da UNFCCC¹⁶², em razão da temporalidade e do estágio de seu desenvolvimento econômico, não está obrigado a atender a metas quantitativas de redução de emissões de GEE no âmbito do Protocolo de Quioto. Já os países desenvolvidos, listados no Anexo 1 do Protocolo, comprometeram-se a reduzir, no período de 2008 a 2012, as respectivas emissões em 5% dos valores verificados em 1990. Na 18ª Conferência das Partes (COP-18), realizada em Doha, em dezembro de 2012, o protocolo de Quioto foi estendido até o ano 2020, porém alguns países optaram por não assinar essa prorrogação, o caso de Japão, Rússia, Canadá e Nova Zelândia.

Apesar de não estar vinculado ao compromisso de redução, o Brasil, assim como outros países signatários da UNFCCC, tem empreendido esforços para mitigar suas emissões como forma de contribuir para o objetivo global e princípio basilar da Convenção, de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera.

Em dezembro de 2009, na 15ª Conferência das Partes (COP-15) da UNFCCC, realizada em Copenhague, o Brasil anunciou a meta voluntária de reduzir, em 2020, entre 36,1 e 38,9%, suas emissões totais de GEE projetadas para aquele ano. Essa meta foi formalizada pela Lei nº 12.187/09 [202] promulgada naquele mesmo dezembro que, entre outras providências, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e pelo Decreto nº 7.390/10 [203].

De acordo com esses dispositivos legais, o PDE, e suas atualizações, constitui o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, sendo, portanto, o instrumento básico para a formulação da estratégia de atendimento à meta no que se refere à produção e ao uso da energia, assim como para seu monitoramento (cf. art. 3º do Decreto nº 7.390/10)¹⁶³. [203]

¹⁶² Sigla em inglês da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change*).

¹⁶³ A escolha do PDE como plano de mitigação e adaptação às mudanças climáticas do setor de energia se apoia no processo de elaboração do plano que, além de adotar metodologia de ampla aceitação técnico-científica, incorpora medidas e ações que contribuem para o controle ou mitigação das emissões de GEE e é submetido à consulta pública. Como exemplo de medidas e ações preconizadas no PDE, podem ser citadas: aumento na participação dos biocombustíveis na matriz de transportes; expansão hidrelétrica; expansão de outras fontes renováveis; estímulo à eficiência energética. Em seu conjunto, essas medidas tem por objetivo manter a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional, mitigando as emissões de GEE no setor de energia.

Nessas condições, este PDE 2022 foi elaborado tendo entre seus objetivos¹⁶⁴ atingir uma meta previamente fixada de emissões de GEE na produção e no uso da energia. Essa meta foi definida em conformidade com a Comunicação Nacional do Brasil na COP-15, a Lei nº 12.187/09 e o Decreto nº 7.390/10. Assim, foi considerado que, em 2020, as emissões de GEE não poderão ultrapassar 680 milhões de toneladas de CO₂-eq. Com isso, pretende-se manter elevada a participação das fontes renováveis na matriz energética e como consequência que a intensidade de carbono na economia, se possível, não ultrapasse a intensidade (emissões/PIB) calculada para o ano 2005 com os dados do 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa¹⁶⁵ [221]. A Tabela 170 resume os valores considerados.

Tabela 170 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020

	MtCO ₂ -eq
Emissões projetadas (1)	868
Abatimento das emissões projetadas	
Cenário superior (2)	234
Cenário inferior (3)	188
Meta de emissões	
Limite inferior	634
Limite superior	680

Notas: (1) Cf. Decreto nº 7.390/10.

(2) Cf. anexo ao Decreto nº 7.390/10.

(3) Considerando margem de 20%, de acordo com o Comunicado Nacional do Brasil na COP-15.

Fonte: EPE, baseado na Comunicação Nacional do Brasil na COP-15, Lei 12.187/09 e Decreto 7.390/10.

Importa destacar que as várias ações que contribuem para o abatimento das emissões de GEE com vistas ao atendimento da meta pré-fixada para 2020, enquadram-se, no que se refere ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), nas regras específicas estabelecidas pela Junta Executiva do MDL [233]. Essas regras aplicadas ao PDE 2022 caracterizam-no como uma “Política E-”. Isso significa que o cenário do PDE 2022 não deve ser considerado como linha de base para efeito de avaliação de políticas de redução de emissões. Com efeito, numa “Política E-”, “o cenário de linha de base pode referir-se a uma situação hipotética, prescindindo de uma política nacional/setorial ou de qualquer regulação”¹⁶⁶. Em outras palavras, o PDE 2022 não interfere negativamente na obtenção de créditos de carbono no desenvolvimento dos projetos setoriais que contribuem para mitigação de emissões de GEE.

Dito de outra forma: o PDE não é um cenário BAU – *Business as usual* porque já compreende as medidas necessárias para atingir os objetivos básicos colocados desde sua formulação, entre os quais se insere a redução das emissões de GEE. De acordo com a classificação do IPCC, o PDE é reconhecido como um cenário de mitigação ou de intervenção porque incorpora meta específica de emissões de CO₂-eq. e compreende, explícita e implicitamente, políticas e medidas no sentido de viabilizar o atingimento da meta.

¹⁶⁴ Outros objetivos são: segurança energética no atendimento da demanda, modicidade de preços e tarifas e universalização do acesso à energia.

¹⁶⁵ A Lei nº 12.187/09 estabeleceu o segundo inventário como referência para as iniciativas brasileiras de redução de emissões de GEE. O ano de 2005 é o último do período abrangido por este inventário.

¹⁶⁶ Do texto original: “the baseline scenario could refer to a hypothetical situation without the national and/or sectoral policies or regulations being in place”. As metodologias para determinação de linhas de base em projetos MDL estão disponíveis no site virtual da UNFCCC/CDM e podem ser acessadas no endereço <<http://cdm.unfccc.int/Reference/index.html>> através do menu “Standards >> Methodologies”.

2.2 Projeção

A Tabela 171 apresenta as emissões em decorrência da queima de combustíveis fósseis na produção e uso da energia e também as emissões fugitivas.

Tabela 171 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção e no uso de energia

Setores ⁽¹⁾	2012	2017	2020	2022
	MtCO ₂ -eq.			
Setor Elétrico ⁽²⁾	44	59	80	91
Sistema Interligado Nacional - SIN	24	26	30	33
Autoprodução	20	33	50	58
Setor Energético	27	40	51	56
Residencial	18	21	22	23
Comercial	1	2	2	2
Público	1	1	1	2
Agropecuário	18	22	23	23
Transportes	204	248	280	306
Industrial	106	131	149	161
Emissões fugitivas ⁽³⁾	17	27	34	38
TOTAL	437	552	643	702

Notas: (1) De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN)

(2) Não inclui sistemas isolados

(3) Inclui emissões fugitivas no transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P. Não incluem emissões nas minas de carvão.

Fonte: EPE

A análise da participação setorial no total de emissões permite avaliar as tendências de evolução das emissões de cada setor e serve como subsídio à formulação de políticas para mitigá-las. Nota-se que os principais responsáveis pela emissão de GEE na produção e no consumo de energia são os setores de transportes e industrial que responderam, em 2012, por 71% das emissões. Apesar das ações de mitigação previstas nesse plano para esses dois setores, tais como o aumento do uso de biocombustíveis e ações de eficiência na indústria, espera-se que esses setores somados permaneçam responsáveis pela maior parte das emissões no final do horizonte decenal, estimando-se que sua participação seja de 66% em 2022.

As emissões do setor de transportes (em 2012, 47% do total) decorrem, em sua maior parte, do consumo de óleo diesel para transporte de cargas e passageiros no modal rodoviário, dominante no Brasil. Embora sejam levadas em conta as iniciativas do Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT), que favorecem a redução das emissões como resultado da diversificação dos modais, não se espera, no horizonte decenal, que essas ações alterem significativamente o quadro setorial de emissões.

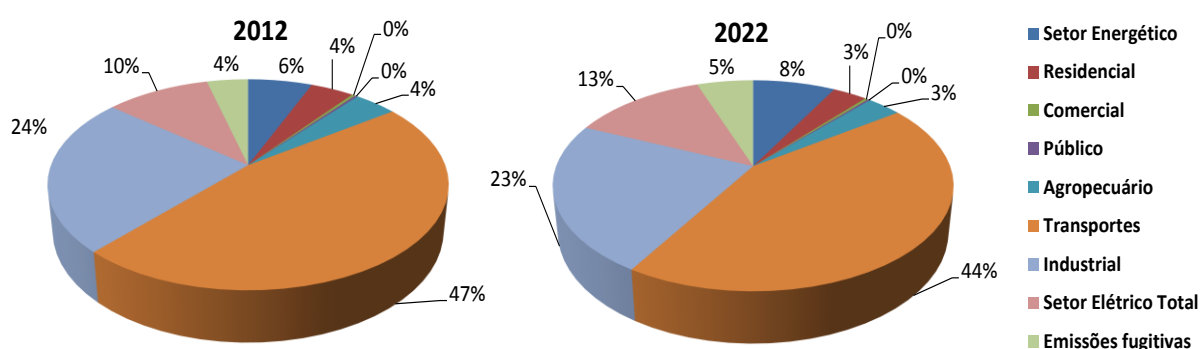
Por outro lado, observa-se a crescente presença do etanol em motores automotivos do ciclo Otto. Embora a competitividade do etanol hidratado frente à gasolina tenha se reduzido nos últimos anos, como resultado de problemas conjunturais associados a fatores climáticos e econômicos, espera-se que o setor se recupere no médio prazo. O cenário desse PDE 2022, portanto, indica uma preferência crescente pelo etanol nos veículos *flex* ao longo do horizonte decenal, embora mais tímida que aquela prevista no PDE 2021. Essa revisão implica um aumento no uso de gasolina nos veículos ciclo Otto, que justifica o aumento de 19 MtCO₂ nas emissões do setor de transportes em 2020,

comparativamente ao cenário do PDE 2021. Mesmo assim, a contribuição do etanol para a redução de emissões de gases no Brasil continua importante.

Mesmo com esse aumento das emissões do setor de transportes, há uma redução de 3% na sua participação no total de emissões ao longo do horizonte, atingindo 44% em 2022. A redução da participação do setor de transportes nas emissões totais pela produção e uso de energia é absorvida principalmente pelas rubricas setor energético e setor elétrico, conforme indica o Gráfico 138. As emissões do setor elétrico são maiores que aquelas projetadas no PDE 2021 principalmente pelo aumento do consumo de gás natural na autoprodução de energia elétrica. As emissões do setor energético somadas às fugitivas passarão de 10% em 2012 para 13% em 2022. Esse movimento é reflexo das projeções de aumento nas atividades de produção e refino de petróleo no horizonte decenal.

O setor industrial apresenta redução das emissões no final do horizonte em comparação com o cenário do PDE 2021, sobretudo pelo menor consumo de carvão mineral na indústria de ferro-gusa e aço.

Gráfico 138 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia



Fonte: EPE.

Vale lembrar que a autoprodução de energia elétrica nas instalações de produção e refino de petróleo, a partir do PDE 2021, passaram a constar na rubrica setor elétrico, na parcela correspondente à autoprodução, e não mais na rubrica setor energético. Essa nova alocação é tecnicamente mais consistente e deixa mais claro o uso final responsável pelas emissões.¹⁶⁷

Tomando como base o segundo inventário brasileiro de emissões [221], o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia terá sido de 114% entre 2005 e 2022¹⁶⁸. Esse incremento é pouco superior, no mesmo período, ao incremento do PIB (113%) e maior que o incremento do consumo final energético (102%). Por essa razão, a intensidade de emissões ao final do horizonte é superior aquela verificada em 2005, reflexo das revisões nas perspectivas de consumo de energia, em que se prevê um aumento, ainda que pequeno, da participação das fontes fósseis na matriz, sobretudo no setor de transportes e na autoprodução de energia elétrica.

Dessa forma, no final do horizonte, tanto a intensidade de carbono no uso da energia (CO₂/tep) quanto a intensidade de carbono na economia (CO₂/R\$) serão maiores do que aquela verificada em

¹⁶⁷ Esse avanço é resultado do aprimoramentos dos dados de entrada referentes ao consumo de combustíveis nos setores de exploração, produção e refino de petróleo.

¹⁶⁸ De acordo com o 2º inventário, em 2005 as emissões de GEE do setor energético foram de 329 MtCO₂-eq.

2005. Esse resultado demonstra a necessidade de encaminhamento de políticas públicas para aumento da produção e uso de biocombustíveis, tanto etanol quanto biodiesel, para que a meta de intensidade (menor que 2005) possa ser atingida no ano de 2020 e adiante. A Tabela 172 apresenta esses resultados.

Tabela 172 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2022
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ -eq	329	643	702
PIB	R\$ bilhões [2010]	2.967	5.727	6.314
Consumo final energético	10 ⁶ tep	182,7	340,9	368,9
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂-eq/tep	1.801	1.886	1.906
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂-eq/R\$ mil [2010]	110,9	112,3	111,3

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH₄=21 e N₂O=310).

Fontes: EPE, considerando dados do MCT e IBGE (dados realizados de emissões e PIB)

Por outro lado, a expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende à meta expressa em termos do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO₂). Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2022, no tocante às emissões de GEE, é atendido.

Vale ressaltar que, comparativamente a outros países, sobretudo os países com elevado desenvolvimento econômico e industrial, o Brasil possui perfil de emissões diferenciado. Aqui predominam as emissões decorrentes da mudança do uso da terra e florestas, basicamente desmatamento, que corresponderam a 60% das emissões totais em 2005. Esforços do governo brasileiro para controlar e reduzir o desmatamento na Amazônia e no Cerrado, principalmente, devem mudar esse quadro nos próximos anos. Assim, as medidas de mitigação de emissões na produção e uso da energia tornam-se relevantes para, somadas aos outros esforços, atender ao compromisso voluntário proposto pelo país.

A matriz energética brasileira, especialmente a elétrica, sustenta no horizonte decenal a condição de “renovabilidade” muito favorável para o país manter a característica de apresentar consumo de energia com baixas emissões de GEE. Essa vantagem é responsável pela baixa participação do setor de energia no total de emissões do país, muito aquém da verificada em outros países¹⁶⁹.

Considerando somente o setor energético (produção e uso da energia), mesmo sendo a 6ª maior economia do mundo, o país ocupava, em 2009, a 18ª posição no ranking das emissões absolutas¹⁷⁰, graças à participação de fontes renováveis em sua matriz. A estratégia de expansão da oferta de energia do PDE 2022 permite que essa condição se mantenha ao longo do horizonte decenal. Na verdade é justamente este o grande desafio para o atendimento à meta de emissões de GEE: manter a elevada proporção de renováveis na matriz energética.

¹⁶⁹ De acordo com o *World Resources Institute – WRI*, a proporção das emissões do setor energético nas emissões totais dos países listados no Anexo I do Protocolo de Quioto, países desenvolvidos, é 84%. Ainda de acordo com o WRI, a produção e o uso da energia é responsável, na média mundial, por 65% das emissões e remoções antrópicas de GEE. Na União Europeia, EU 27, este índice sobe para 79% e nos Estados Unidos para 89%. Mesmo países emergentes apresentam proporções elevadas, acima da média mundial. É o caso da Índia, com 67%, China, com 74% e Rússia, com 87% (dados referentes ao ano de 2005, de acordo com WRI [234]). No Brasil, em 2005, esta proporção foi de 15%. Mesmo que não houvesse emissões por conta de mudança do uso da terra e florestas, esta proporção seria de apenas 38%.

¹⁷⁰ Outras comparações internacionais de interesse são: a intensidade de emissões dos BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China) em 2009, expressa em kgCO₂/US\$ [2011], tendo em conta o PIB medido em termos do PPP, era: Brasil, 0,15; Índia, 0,25; China, 0,41 e Rússia, 0,73. As emissões per capita dos Estados Unidos em 2009 foram de 16,9 tCO₂ e da União Europeia (EU 27) 7,1, enquanto no Brasil este índice foi de 1,8 tCO₂/hab.

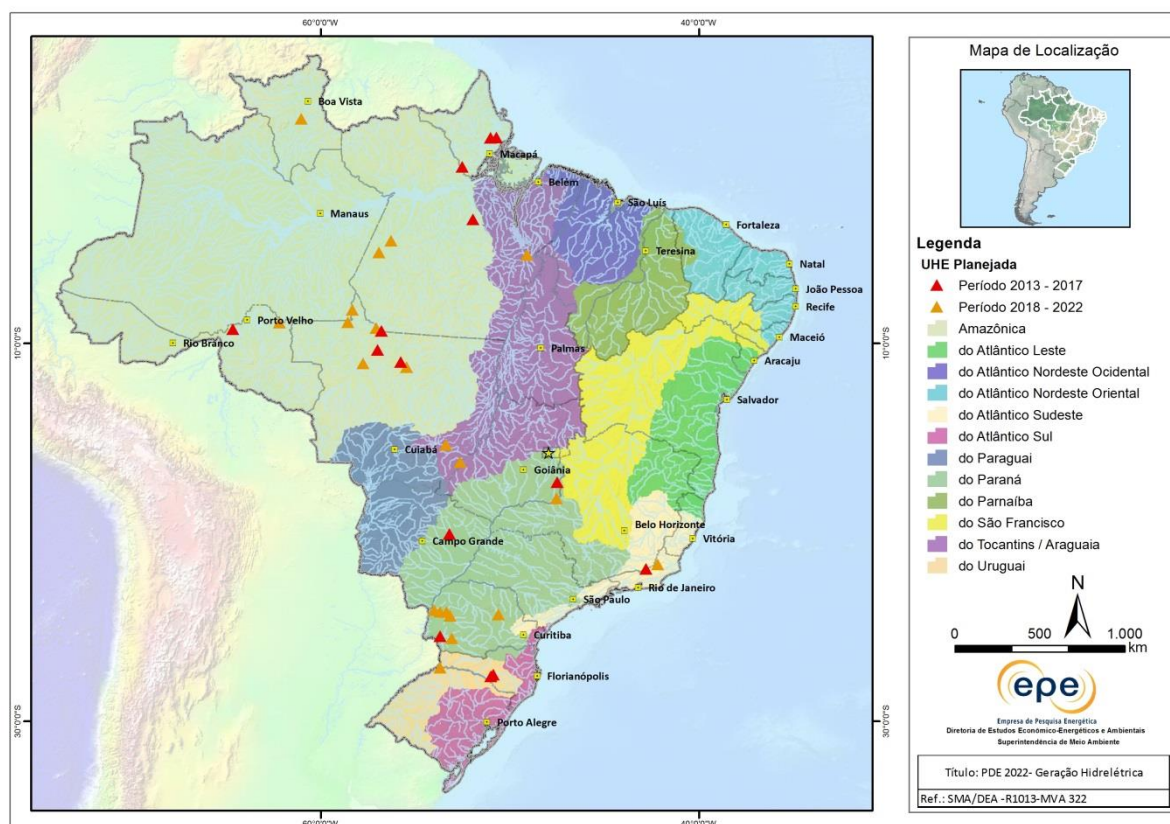
3. Análise socioambiental por fonte energética

3.1 Geração hidrelétrica

A expansão da oferta de energia elétrica prevista compreende a implantação de 35 usinas hidrelétricas (UHE) no horizonte decenal, distribuídas por todas as regiões do país, totalizando um aumento de 39.371 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro. No primeiro período (2013-2017) estão previstas 14 usinas, que somam 19.055 MW de potência instalada. Trata-se de projetos que já dispõem de Licença Prévia (LP), e passaram por avaliação de sua viabilidade técnica, econômica e ambiental e pelo leilão de expansão da oferta de energia, estando, portanto, em fase de implantação. Além dessas, para o segundo período (2018-2022) estão indicadas outras 21 UHE, somando 20.316 MW. Destaca-se que em 2018 está prevista a UHE Sinop, de 400 MW, que foi concedida no leilão de energia de agosto de 2013.

A Figura 32 apresenta a distribuição espacial das UHE por região hidrográfica e quinquênio de entrada em operação. Observa-se que a região Amazônica é a que concentra a expansão, tanto em número de projetos quanto, e principalmente, em termos de potência instalada (85%). Essa região constitui a fronteira hidrelétrica do país; nela se localiza grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado.

Figura 32 – Localização da usinas hidrelétricas planejadas



Fontes: EPE, 2012; IBGE, 2009; ANA, 2012.

Análise socioambiental

A primeira etapa da análise das UHE do PDE 2022 consistiu na avaliação processual [207], com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das UHE, considerando os prazos necessários para o desenvolvimento dos estudos técnicos de engenharia e ambientais, para o licenciamento ambiental e para a construção da UHE. Nessa etapa só foram considerados os projetos candidatos para o período 2018-2022, uma vez que as UHE do período 2013-2017 têm sua data de entrada em operação determinada pelo leilão de concessão.

Para a estimativa da data de entrada em operação foram considerados os prazos anteriores ao leilão (emissão do termo de referência - TR pelo órgão ambiental, conclusão do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica - EVTE e do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e a obtenção da LP) adicionado do prazo posterior ao leilão. De acordo com as características de cada projeto foram ainda acrescentados prazos necessários para as tratativas de projetos com interferência em unidades de conservação (UC) ou em terra indígena (TI), e atendimento a eventuais demandas judiciais.

Observa-se que a data de entrada em operação das UHE tem sido afetada pelos prazos praticados no processo de licenciamento ambiental. Entre outros fatores, contribuem para a morosidade do processo as solicitações, cada vez mais frequentes, de complementação dos estudos, a demora dos órgãos intervenientes em manifestar-se, a demora na emissão do parecer técnico conclusivo do órgão licenciador, e a tendência à judicialização do processo, evidenciada pelos diversos inquéritos e ações civis públicas movidos.

Das 21 UHE analisadas no período 2018-2022, observa-se que 19 delas (91%) têm TR emitido pelo órgão ambiental, ou seja, apenas duas usinas não possuem o TR para início dos estudos ambientais. Nove usinas (43%) estão com o EIA/Rima em finalização ou finalizado, sendo que duas delas estão atendendo às complementações solicitadas pelos órgãos ambientais.

A segunda etapa tratou da avaliação socioambiental [208] das UHE contempladas no PDE 2022, considerando-se os impactos socioambientais e os benefícios socioeconômicos associados a cada uma delas. Essa avaliação teve em vista as características do projeto e da região de sua localização. A avaliação é baseada em nove indicadores de impactos e benefícios mais frequentemente associados à implantação de UHE, os quais foram classificados em indicadores de impactos ambientais, indicadores de impactos socioeconômicos e indicadores de benefícios socioeconômicos, conforme Tabela 173.

Tabela 173 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHE

Classificação	Indicadores
Impactos ambientais	perda de vegetação nativa
	transformação de ambiente lótico em lêntico
	interferência em unidade de conservação
Impacto socioeconômicos	população afetada
	interferência em terras indígenas
	interferência na infraestrutura
Benefícios socioeconômicos	geração de empregos
	incremento temporário na arrecadação municipal (ISS)
	incremento permanente na arrecadação municipal (compensação financeira)

Fonte: EPE

Todos os indicadores foram avaliados em uma escala entre 0 e 1. Quanto mais próximo de um, melhor a avaliação do projeto com relação àquele indicador. Ou seja, indicadores de impactos mais próximos à unidade significam menor impacto produzido pelo projeto; indicadores de benefícios mais próximos à unidade significam maior benefício oferecido pelo projeto. Em cada grupo, os três indicadores foram consolidados em um único índice, variando entre 0 e 1, representando a média dos três.

Além disso, os indicadores de impactos foram tratados separadamente dos de benefícios. A composição dos indicadores de impactos resultou então em um índice variando entre 0 e 2. Assim, a quantidade de indicadores aplicados na avaliação dos impactos socioambientais foi o dobro da quantidade de indicadores utilizados na avaliação dos benefícios socioeconômicos. Com tal procedimento, conferiu-se peso dois aos impactos e peso um aos benefícios.

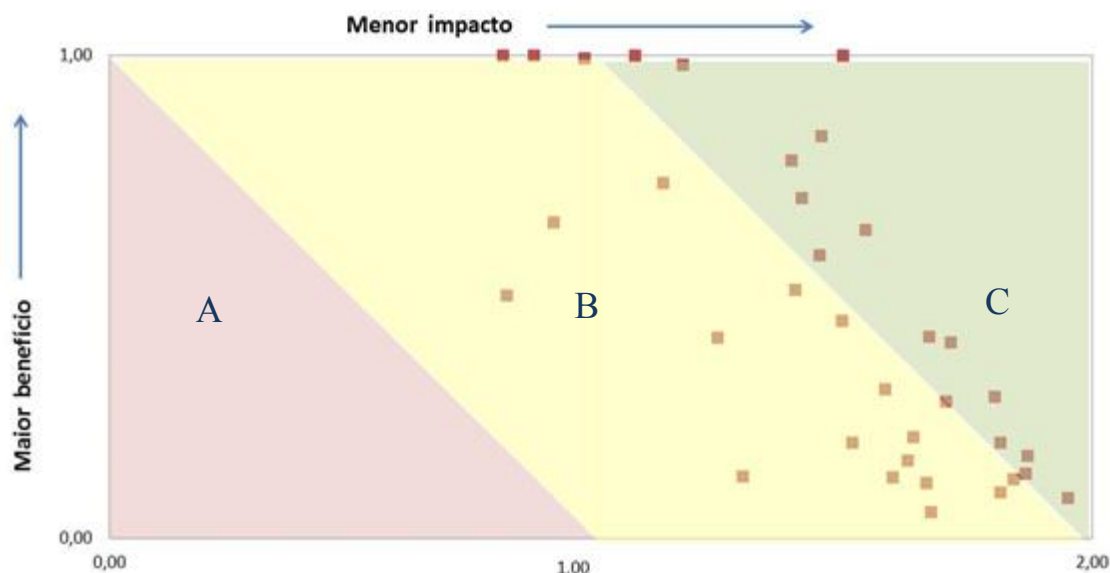
Como observado na avaliação processual, grande parte dos projetos previstos para o período 2018-2022 ainda estão na fase de elaboração do EIA e, por isso, utilizou-se como referência para a avaliação socioambiental dessas UHE os dados provenientes dos estudos da fase anterior, o inventário hidrelétrico. A abordagem desses estudos, em escala regional e com foco no conjunto dos aproveitamentos da bacia hidrográfica, não oferece o mesmo detalhamento dos EIAs e não aborda as medidas compensatórias e mitigadoras.

Portanto, a avaliação dos impactos socioambientais e dos benefícios socioeconômicos não levou em consideração os efeitos das medidas compensatórias e mitigadoras que necessariamente serão realizadas na implantação das UHE, como por exemplo: aplicação de recursos em unidades de conservação existentes; criação de novas áreas protegidas; criação ou recuperação e manutenção de áreas de preservação permanente (APP) no entorno dos reservatórios; aplicação de recursos em melhorias da infraestrutura viária e urbana da região afetada pelos projetos; implantação de programas de qualificação da mão de obra local e de educação ambiental; entre outras.

Além disso, a avaliação teve como foco os efeitos locais provocados pelos projetos hidrelétricos, em que predominam os efeitos negativos sobre os positivos. Dessa forma, benefícios de âmbito regional ou nacional, como a geração de energia, e até globais, como a contribuição do projeto para o controle das emissões de GEE, não foram considerados.

Para melhor visualização dos potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos do conjunto de UHE previsto no PDE 2022, os resultados da avaliação socioambiental foram representados no Gráfico 139.

Gráfico 139 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE do PDE 2022



Fonte: EPE

Nesse gráfico podem ser reconhecidas três regiões distintas (A, B e C). A região C caracteriza-se, principalmente, por menores impactos socioambientais e maiores benefícios socioeconômicos. Em contraposição, projetos com maiores impactos e menores benefícios tendem a se concentrar na região A. A avaliação socioambiental das UHE do PDE 2022 não indicou nenhuma das usinas nessa área. A região B compreende a faixa onde a relação entre impactos e benefícios tende a ser mais equilibrada. Do conjunto de UHE do PDE 2022, a maior parte (57%) está situada nessa área intermediária.

Do conjunto analisado, as usinas que apresentam maior impacto, tanto ambiental quanto socioeconômico, estão situadas na Amazônia e possuem as maiores potências e reservatórios do grupo. Os maiores impactos na dimensão ambiental estão associados a usinas que apresentam maiores perdas de vegetação nativa aliadas às maiores transformações do ambiente lótico em lêntico, ou estão situadas em unidades de conservação. Na dimensão socioeconômica destacam-se pela interferência na infraestrutura local devido ao contingente populacional atraído. Em contrapartida, são as usinas da Amazônia, em sua grande maioria, as que apresentam as maiores arrecadações municipais e geram mais empregos no conjunto de usinas analisadas, e, consequentemente, os maiores benefícios. Situa-se predominantemente na parte superior do gráfico, entre as faixas B e C.

As usinas com menores impactos do grupo estão situadas na bacia do Paraná. Elas possuem reservatórios e potências menores, não interferem em unidades de conservação e têm as menores perdas de área de vegetação nativa do conjunto. Na dimensão socioeconômica destacam-se por não interferirem em terras indígenas e por estarem em municípios mais estruturados, exercendo menor interferência na infraestrutura local. Ao mesmo tempo, essas usinas são as que possuem os menores benefícios do conjunto uma vez que geram menos empregos e menos arrecadações para os municípios em que estão inseridas. Estão situadas na parte inferior da faixa B do gráfico, próximo a faixa C.

No conjunto observam-se ainda usinas que apresentam baixo impacto ambiental, com pouca perda de área de vegetação nativa, como as usinas da bacia do Araguari. Entretanto, na parte social interferem na infraestrutura local, visto que os municípios de apoio a obra são pequenos ou pouco estruturados ou interferem indiretamente em terras indígenas. Destacam-se pelos empregos gerados e pelas arrecadações que trarão para os municípios afetados pelo reservatório. Esse grupo se situa na parte central da faixa C do gráfico.

Por último, observam-se usinas na Amazônia e no Tocantins-Araguaia, com grandes potências e reservatórios, que em relação aos benefícios não se destacaram tanto quanto outras usinas na mesma região. Isso se deve ao fato dos municípios em que estão inseridas possuírem maiores receitas municipais, não destacando tanto o valor arrecadado pela compensação financeira. No gráfico, essas usinas estão próximas ao centro da faixa B.

Embora cada projeto tenha suas peculiaridades, todos abordam questões complexas que envolvem aspectos sociais, ambientais e econômicos e, portanto, diversos setores da sociedade questionam seus impactos e benefícios. Nesse contexto, nos últimos anos, o setor energético vem enfrentando desafios para desenvolver os projetos hidrelétricos planejados. Alguns desafios surgiram em função do potencial estar localizado em áreas preservadas. Parte decorreu da maior participação da sociedade nas discussões socioambientais relacionadas sobretudo aos grandes empreendimentos, o que provocou alterações na dinâmica do processo de licenciamento ambiental. Por fim, outros desafios se dão em função da necessidade cada vez maior de articulação entre diferentes órgãos governamentais para realização de projetos intersetoriais.

Diante desse quadro, o governo iniciou um processo de articulação entre ministérios, promovendo discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem a conservação ambiental e a geração de energia. Como exemplo, podem ser destacados os estudos de potencial hidrelétrico e conservação da biodiversidade na bacia hidrográfica Tapajós-Juruena, desenvolvido pelo MME e MMA, e o empenho do MME no desenvolvimento de projetos diferenciados para usinas hidrelétricas localizadas em áreas preservadas.

Ressalta-se também a mobilização do setor acerca das questões sociais e legais no âmbito do planejamento energético, tais como: a instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica¹⁷¹; a regulamentação da atuação dos órgãos e entidades federais envolvidos no processo de licenciamento ambiental¹⁷²; e o esforço para o estabelecimento dos procedimentos de consulta nos moldes da Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT¹⁷³.

Essas iniciativas refletem o esforço governamental para aprimorar a gestão socioambiental dos projetos hidrelétricos previstos. Ainda que haja muito a ser feito, é um avanço trazer essas discussões

¹⁷¹ Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010 - Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências e Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012 – Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010.

¹⁷² Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011 - Regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da Administração Pública Federal envolvidos no licenciamento ambiental, de que trata o art. 14 da Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007.

¹⁷³ Portaria Interministerial nº 35, de 27 de janeiro de 2012 - Institui Grupo de Trabalho Interministerial com a finalidade de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação da Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, no que tange aos procedimentos de consulta prévia dos povos indígenas e tribais.

para a esfera do planejamento e reconhecer a importância da articulação intersetorial para compatibilizar a geração de energia com as políticas sociais e ambientais.

3.2 Energia eólica, bioeletricidade e PCH

O Brasil possui um perfil energético com potencial técnico promissor para adoção de estratégias específicas para a utilização de fontes renováveis não tradicionais. Notadamente, as centrais eólicas, as centrais hidrelétricas de pequeno porte (PCH) e a bioeletricidade evidenciam seu relevante papel no suprimento das demandas energéticas na busca pelo desenvolvimento sustentável do país.

Observa-se que, principalmente, em decorrência do recente desenvolvimento tecnológico e de políticas públicas de incentivo, há um gradual incremento da participação dessas fontes renováveis na matriz energética nacional. Além disso, a questão ambiental certamente é um dos argumentos mais importantes para a expansão observada nos últimos anos.

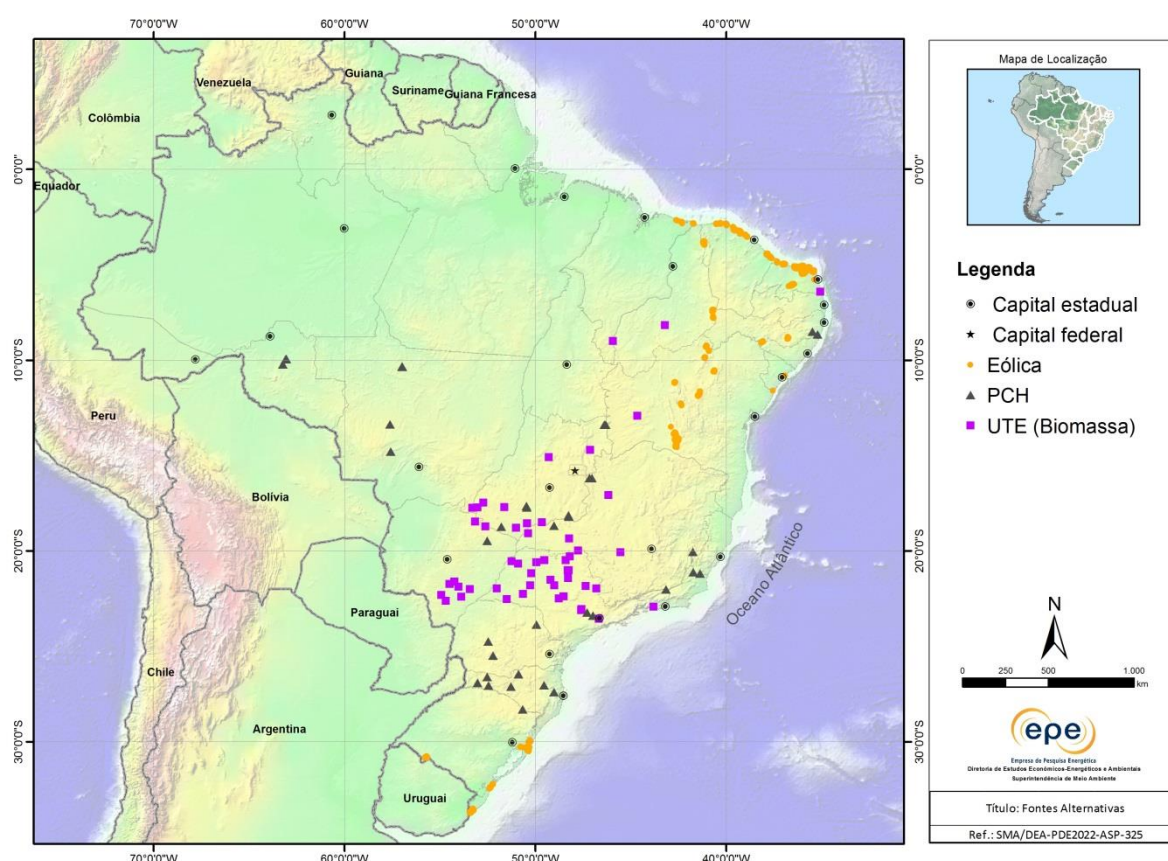
Nesse panorama, as centrais eólicas assumem um papel de destaque, atribuído especialmente ao baixo impacto imposto ao ambiente em sua fase de implantação. A essa vantagem soma-se o desenvolvimento de sua base tecnológica industrial e a experiência operativa acumulada nos últimos anos em todo o mundo. As PCH também aparecem como opções de energia renovável que podem ser consideradas como de baixo impacto ambiental. Outra opção sustentável de energia que merece destaque é a bioeletricidade já que, além de aproveitar os resíduos da cana-de-açúcar (biomassa), ainda tem sua eficiência energética potencializada através da cogeração em suas usinas.

A competitividade apresentada nos últimos leilões de expansão de oferta de energia demonstra que é possível a inserção dessas fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, embora o atual estágio de desenvolvimento dessas tecnologias ainda permita ganhos de produtividade e de escala além de melhorias no desempenho técnico-econômico no Brasil.

Políticas e projetos que objetivam a promoção da utilização de outras fontes renováveis já estão sendo integrados às políticas tecnológicas, ambiental e energética do Brasil. Tais políticas beneficiam o país de maneiras diversas, tais como: ampliação do conhecimento técnico e do número de empregos; redução do custo de produção de eletricidade; aumento da oferta de energia com redução dos impactos socioambientais; redução da emissão de GEE, e; fornecimento de energia sustentável a longo prazo.

Os critérios adotados para a análise avaliaram os temas socioambientais mais relevantes e de destaque no cenário nacional, considerando o horizonte de implantação e construção de 3 anos (curto prazo). Trata-se dos projetos contratados no âmbito do Proinfa e dos projetos vencedores nos leilões de expansão da oferta de energia realizados entre 2005 e 2012.

A Figura 33 apresenta a localização dos projetos de fontes renováveis, já contratados e em construção, e cuja integração ao sistema se dará entre 2013 e 2015. Como pode ser observado, a expansão da geração eólica se concentra na Região Nordeste, no litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte e no interior da Bahia; e na Região Sul, predominantemente no litoral do Rio Grande do Sul. Na bioeletricidade, a expansão ocorre principalmente em São Paulo e Minas Gerais, na Região Sudeste, e em Goiás e Mato Grosso do Sul, no Centro-Oeste. Por sua vez, as novas PCH estão concentradas principalmente nas Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Figura 33 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2013 a 2015

Fonte: EPE, 2013; IBGE, 2009.

Análise socioambiental

A energia eólica tem sido uma eficiente fonte de eletricidade por comportar numerosas vantagens face às energias tradicionais e mesmo em comparação com outros tipos de energias renováveis. Em razão da sua rápida implantação torna-se uma das fontes mais atrativas em termos de planejamento energético, sobretudo pelas vantagens no que se refere aos aspectos ambientais.

Sua exploração é compatível com outros usos do terreno, apoia o crescimento econômico favorecendo o emprego, e auxilia o desenvolvimento rural ao possibilitar a criação de receitas alternativas aos agricultores que arrendem a sua terra. Por não emitir GEE na geração de energia, compensa a emissão de outras fontes, reduzindo a contribuição para as alterações climáticas globais. Por essa razão, se incluem na estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões de GEE. Por outro lado, a interferência de projetos em áreas ambientais protegidas é a questão relevante nesse tipo de geração.

A exploração do potencial da bioeletricidade, pelo aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar, traz benefícios para o meio ambiente, por se tratar de uma fonte renovável e residual. Todavia, suas vantagens ambientais dependem do investimento do setor em novas plantas e a readequação das antigas por meio da aquisição de máquinas mais modernas e adoção de procedimentos tecnologicamente adequados em todo o processo produtivo.

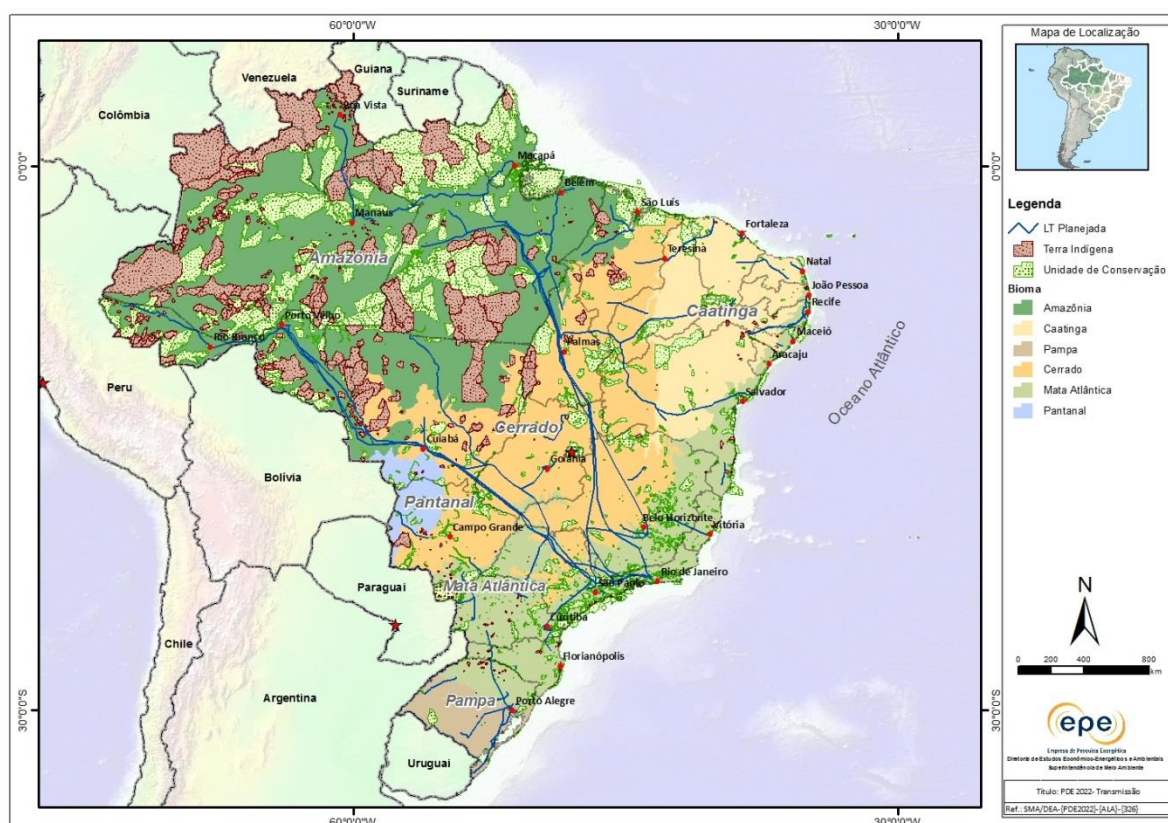
As tecnologias de geração mais modernas têm a vantagem de não trazer maiores impactos do que aqueles com que o setor sucroalcooleiro já vem lidando e encontrando soluções. Além de ambientalmente favorável, o aproveitamento energético e racional da biomassa tem promovido o desenvolvimento de regiões menos favorecidas economicamente, seja por meio da criação de empregos e da geração de receita, como pela redução dos problemas associados ao êxodo rural. Na produção de bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar as emissões de GEE são baixas, partindo-se da premissa de que no processo de fotossíntese há absorção de CO₂ atmosférico. Dessa forma, também a bioeletricidade tem um papel relevante na estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões de GEE.

As PCH têm contribuído de forma importante para exploração do potencial dos recursos hídricos do país. Em função de suas características técnicas e de sua menor área de inundação, seus impactos ambientais tendem a ser de menor magnitude. Atenção especial tem sido dada aos impactos ambientais sinérgicos resultantes da concentração de PCH em uma mesma bacia hidrográfica, sobretudo quando associados à interferência na biodiversidade aquática e nas áreas de preservação permanente (APP), e em alguns casos, a conflitos com população indígena.

3.3 Transmissão de energia elétrica

No horizonte decenal, prevê-se expandir a rede básica de transmissão do SIN (tensão igual ou superior a 230kV) com 169 novas linhas de transmissão de extensão igual ou superior a 10km, perfazendo aproximadamente 40 mil km, um acréscimo de 35% à malha existente. Desse conjunto de empreendimentos, 153 estão previstos para serem instalados até 2016, ou seja, no primeiro quinquênio do horizonte decenal, sendo que 94 já foram licitados [197]. A Figura 34 apresenta a distribuição espacial dessas linhas.

Figura 34 – Linhas de transmissão (LTs) previstas



Fonte: EPE, 2012; IBGE, 2009; Funai, 2011; MMA, 2011.

Análise socioambiental

Neste Plano, a análise socioambiental dos projetos de linha de transmissão foi realizada com base na área ocupada pelas faixas de servidão, cujas larguras variam conforme a tensão da linha. As análises consideraram a incidência das LTs nos biomas, no tipo de uso e ocupação do solo e em áreas de interesse socioambiental (unidades de conservação, terras indígenas, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade e assentamentos do Incra).

A Tabela 174 apresenta a largura das faixas de servidão adotada para efeito da análise socioambiental desenvolvida no âmbito deste PDE 2022, considerando a tensão da linha e o número de circuitos.

Tabela 174 – Largura da faixa de servidão das LTs previstas, por tensão e número de circuitos

Tensão kV	Circuito simples	Circuito duplo
	largura (metros)	
230	40	68
345	50	-
440	60	-
500	60	100
600	72	120
800	100	-

Fonte: EPE

Para a análise socioambiental foram considerados os traçados das linhas de transmissão dos relatórios R1 (corredor preliminar) ou R3 (traçado preliminar), documentos técnicos básicos para o processo licitatório de outorga da ANEEL. Nos casos em que só se dispunha do R1, considerou-se o eixo do corredor preliminar como sendo o traçado da linha. Quando o R1 não estava disponível, os traçados foram estabelecidos por meio do aplicativo ArcGIS e de imagens de satélite, desviando-se de áreas com restrições socioambientais, tais como UC, TI, áreas com vegetação nativa, áreas alagáveis ou com relevo montanhoso, assentamentos do Incra, áreas urbanas e aeródromos. Para cada linha traçada foi delimitada a respectiva faixa de servidão.

A área total abrangida pela faixa de servidão das futuras linhas de transmissão corresponde a 2.245 km². Desse total, 1.049 km² (47%) são áreas com vegetação nativa, das quais 43% se localizam na Amazônia, 40% no Cerrado, 8% na Mata Atlântica, 7% na Caatinga, 2% nos Pampas e 1% no Pantanal. Mais da metade da área total requerida para a expansão do sistema de transmissão, 53%, está ocupada, entre outros usos, por agricultura, pecuária e áreas urbanas. A Tabela 175 e o Gráfico 140 ilustram o exposto.

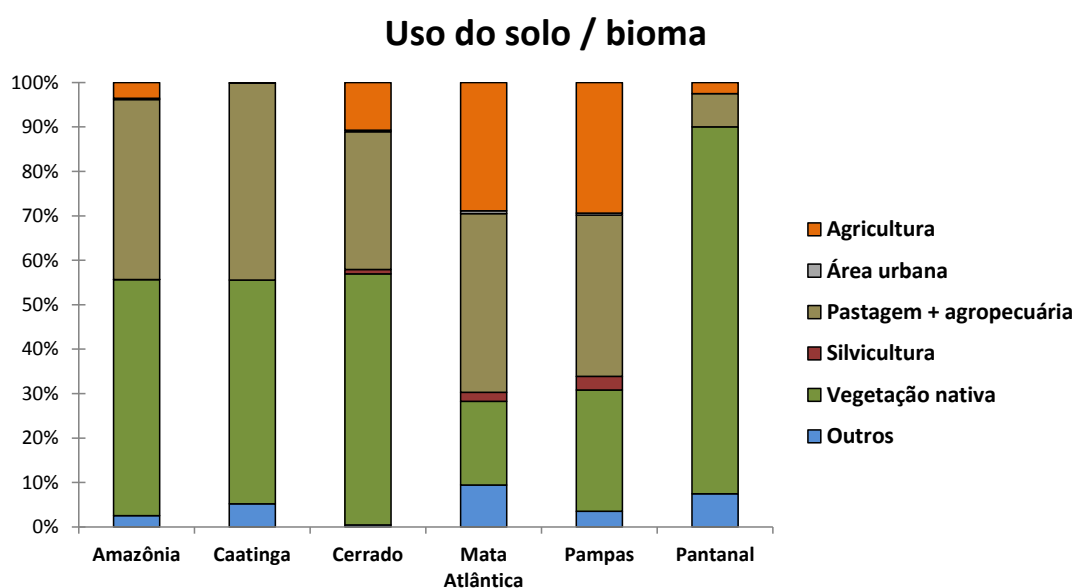
Tabela 175 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão)

Cobertura vegetal e uso do solo	Amazônia	Cerrado	Caatinga	Mata Atlântica	Pampas	Pantanal	Total
	Área (km²)						
Vegetação nativa	450	421	71	83	17	7	1.049
Silvicultura	0	7	0	9	2	0	18
Pastagem e agropecuária	343	231	63	177	23	1	838
Agricultura	30	80	0	127	18	0	255
Área urbana	2	3	0	3	0	0	8
Outros ⁽¹⁾	22	4	7	41	2	1	77
TOTAL	847	746	141	440	62	9	2.245

Nota: (1) Inclui água, dunas e áreas não classificadas e/ou degradadas por mineração

Fonte: EPE

Gráfico 140 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), por bioma e ocupação do solo



Fonte: EPE

A análise socioambiental da expansão do sistema de transmissão do PDE 2022 revelou que as principais áreas de interesse socioambiental que poderão ser afetadas são as apresentadas na Tabela 176. As principais interferências ocorrem em áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade, cerca de 687 km² ou 80% do total, seguidas por UC de uso sustentável (13%) e assentamentos do Incra (5%). O Gráfico 141 apresenta a proporção das interferências potenciais em áreas de interesse socioambiental por bioma.

Tabela 176 – Interferências das novas LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental

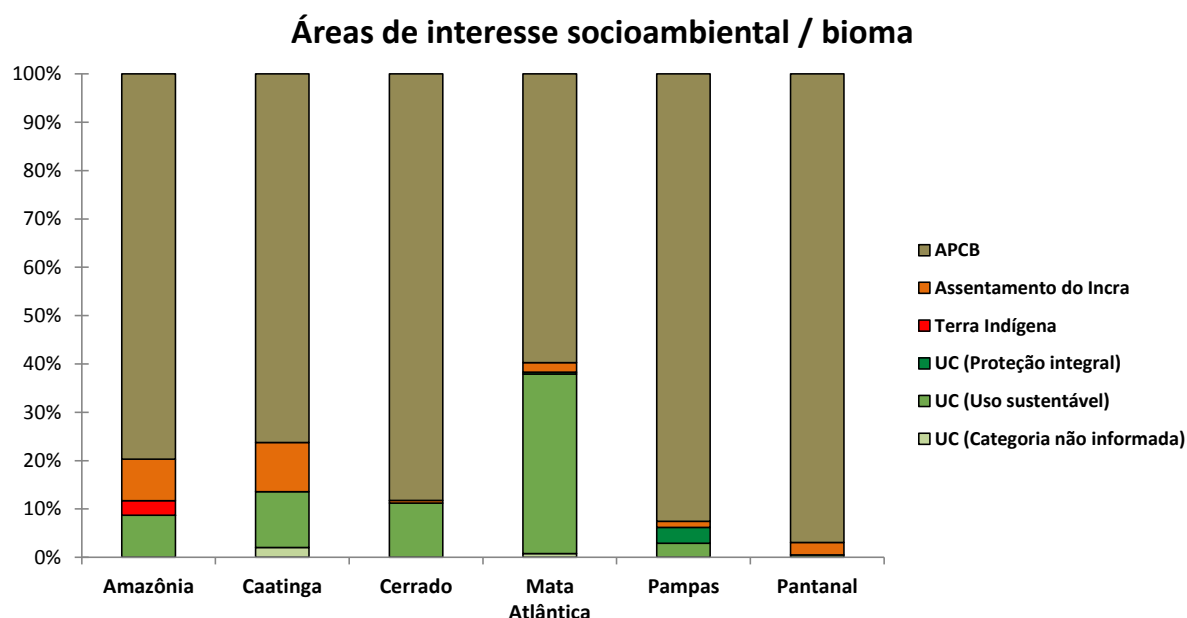
Tipo de área	Amazônia	Cerrado	Mata Atlântica	Caatinga	Pampas	Pantanal	Total
	Área (km²)						
UC proteção integral	0,02	0	0,4	0	1	0	1,4
UC uso sustentável	34	31	39	7	1	0,04	112
UC categoria não informada	0	0	1	1	0	0	2,0
Terra indígena	12	0	0	0	0	0	12
Assentamento do Incra	33	2	2	6	0,3	0,2	44
APCB ⁽²⁾	308	242	63	44	22	8	687
TOTAL	387	275	105	58	24	8	858

Notas: (1) Valores já incorporados na área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão) mostrados na Tabela 175.

(2) APCB: área prioritária para conservação da biodiversidade

Fonte: EPE

Gráfico 141 – Proporção das interferências da expansão de LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, por bioma



Fonte: EPE

3.4 Produção de petróleo e gás natural

Com o objetivo de subsidiar as previsões de produção de petróleo e gás natural das áreas já contratadas e com produção prevista para iniciar no horizonte decenal, foi feita a análise de sensibilidade ambiental das Unidades Produtivas (UPs).

Em complemento, foram estimadas as principais interferências regionais e os benefícios socioeconômicos associados a essas áreas, estes constituídos basicamente pelos royalties, participações especiais e empregos gerados.

Análises ambientais como subsídio às previsões de produção

Um conjunto de 789 unidades produtivas foi analisado quanto à sensibilidade ambiental das áreas em que estão inseridas. O mapeamento da sensibilidade ambiental baseou-se nos guias para licenciamento ambiental das atividades de perfuração divulgados pelo Ibama para a 9ª Rodada de Licitações de Blocos de Petróleo e Gás Natural e na localização de cada unidade produtiva em relação a UC, APCB e áreas de restrição temporária à perfuração.

O somatório dessas pontuações resultou em um grau de sensibilidade para cada unidade produtiva variando de 0 a 12. Essa faixa foi dividida em duas classes de sensibilidade: entre 0 e 5, considerada de sensibilidade baixa e entre 6 e 12, considerada de alta sensibilidade, que corresponderam a duas faixas de tempos estimados para o licenciamento ambiental

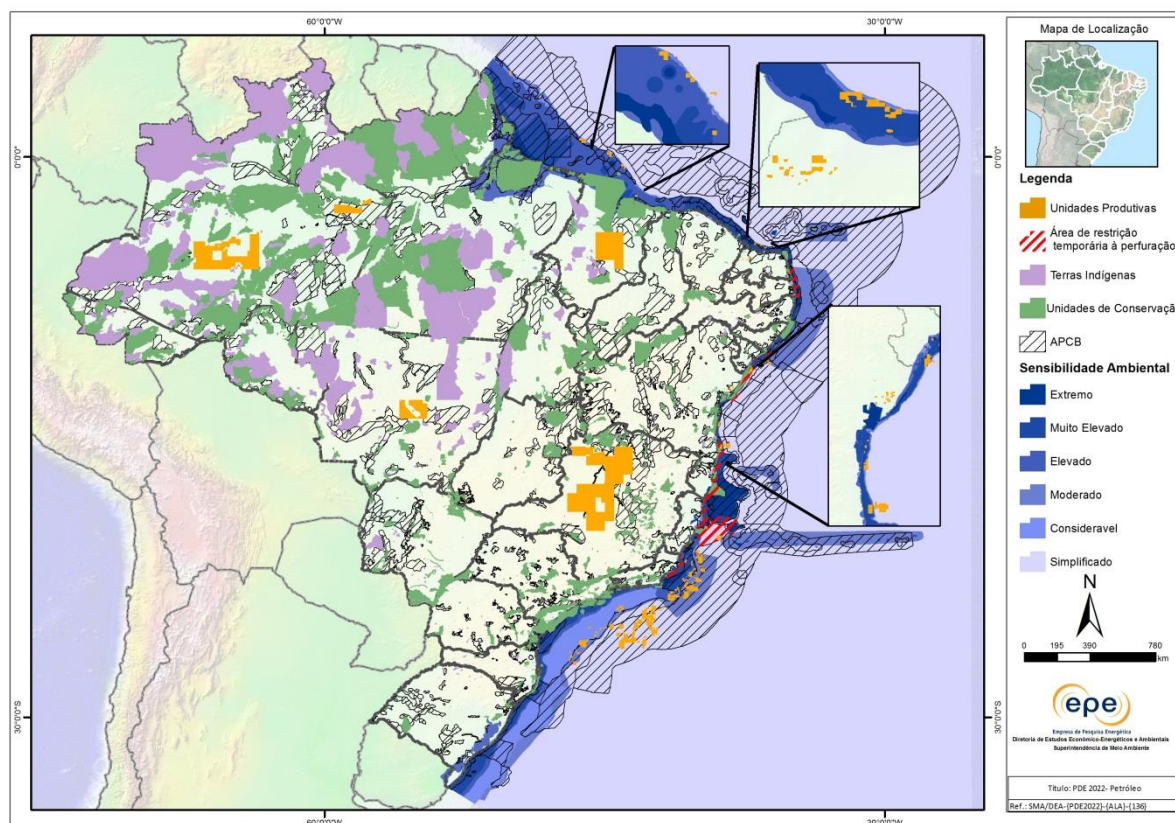
Essas informações foram utilizadas para estimar o período de atraso no início da produção de UP que estivessem inseridas em áreas de alta sensibilidade. Caso houvesse estimativa de atrasos relacionados também a questões técnicas (infraestrutura, geologia e etc.), o maior atraso estimado entre questões técnicas e ambientais foi considerado, e não sua soma.

Análises de impactos regionais

Após as análises que originaram as previsões de produção constantes deste PDE e para a qual contribuiu a análise acima, observaram-se 305 UPs planejadas para iniciar a produção durante o decênio 2013-2022. Destas UPs, 55% (166) apresentaram sensibilidade baixa.

A sobreposição da localização das unidades produtivas previstas para entrar em produção no decênio com as áreas de sensibilidade ambiental resultou no mapa apresentado na Figura 35.

Figura 35 – Sensibilidade ambiental às atividades de perfuração nas UPs previstas



Notas: (1) Os graus de sensibilidade ambiental da legenda representam intensidades crescentes de sensibilidade
 (2) Unidades Produtivas = recursos descobertos e recursos não descobertos contratados
 (3) Unidades de Conservação incluem RPPNs, conforme incluído na base do MMA
 (4) Para permitir melhor visualização, as APCBs plotadas foram somente aquelas pertencentes às categorias de importância biológica Extremamente Alta e Insuficientemente Conhecida.

Fonte: EPE, 2011; IBGE, 2003; Funai, 2011; MMA, 2011.

De maneira geral, os impactos reais e potenciais no ambiente marinho serão mais evidentes nos litorais do Nordeste e do Sudeste, em diferentes aspectos. No Nordeste, o fato de a plataforma continental ser mais estreita resulta em que as atividades de exploração e produção (E&P) são realizadas mais próximas à costa. Nesse caso, os impactos reais sobre a paisagem e a pesca artesanal são evidentes. Os impactos potenciais também não podem ser negligenciados, dado que o tempo de toque do óleo na costa no caso de um possível acidente é relativamente baixo. Por outro lado, o óleo produzido nessa região tende a ser pouco denso (maior degradabilidade), com menores impactos em caso de vazamento. No Sudeste, apesar de as UPs estarem posicionadas mais distantes da costa, a maior quantidade de empreendimentos majora a probabilidade de ocorrência de vazamentos. Impactos na pesca comercial e na concentração urbana também são esperados nessa região.

As UPs de produção *onshore* no Norte, Nordeste e Centro-Oeste se localizam nos estados do Amazonas, Maranhão e Mato Grosso, respectivamente. Outra região de produção *onshore* se localiza na Região Sudeste, na bacia do rio São Francisco no estado de Minas Gerais. No ambiente terrestre, as UP do Norte e Nordeste podem apresentar impactos potenciais aos ecossistemas de unidades de conservação próximas, caso haja vazamentos de óleo em grandes proporções nos corpos hídricos destas regiões, mas a probabilidade tende a ser baixa. Na bacia sedimentar do São Francisco, caso

haja derramamento em corpos hídricos, pode haver impactos socioeconômicos expressivos, tendo em vista a importância dessa bacia hidrográfica para a região.

Benefícios socioeconômicos

Consideraram-se apenas as atividades de E&P relativas às unidades produtivas com recursos classificados como descobertos com produção prevista no horizonte decenal. Assim, não foram consideradas atividades de E&P de recursos não descobertos, ainda que tais recursos estejam computados na curva de produção do PDE 2022.

Cumprе salientar que a arrecadação decorrente das atividades de E&P varia em função do volume de recursos não-descobertos, da variação dos preços internacionais do petróleo e do gás natural, e ainda da taxa de câmbio. Sendo assim, a estimativa aqui apresentada deverá ser vista como uma indicação do potencial futuro de arrecadação que oferecem as atividades de E&P.

Em função das atividades de E&P previstas para o horizonte decenal, são estimadas:

- a geração de 75 mil empregos diretos no pico das atividades, em 2015 [194];
- a geração de 100 mil empregos indiretos, considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo;
- a arrecadação destinada a estados e municípios de cerca de R\$ 259 bilhões nos próximos dez anos.

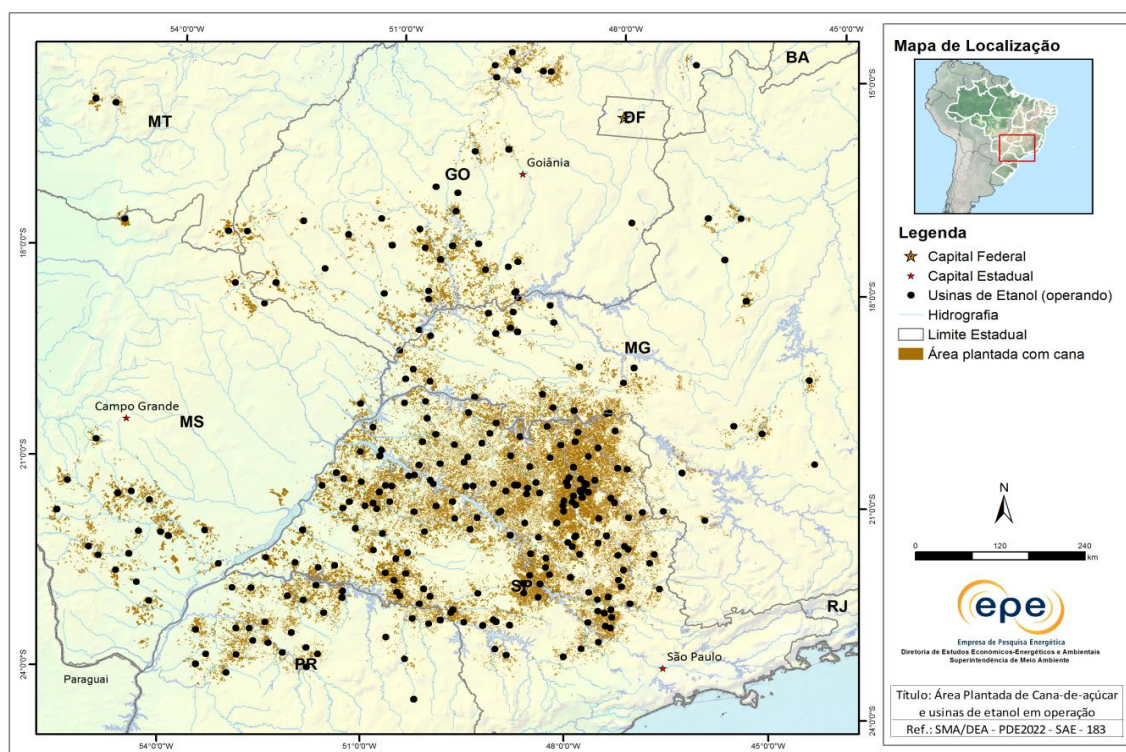
O aumento previsto das atividades de E&P requer a gestão das interferências ambientais negativas e positivas, de modo a garantir o desenvolvimento sustentável associado ao setor. Buscando amenizar as interferências ambientais e as incertezas no Licenciamento Ambiental, estão sendo planejadas as primeiras Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS – Portaria MME/MMA 198/2012) e o Plano Nacional de Contingência.

3.5 Etanol

O cenário de projeção de oferta de etanol do PDE 2022 prevê que a produção se expandirá em aproximadamente 133% no horizonte decenal, passando de 28 bilhões de litros, em 2013, para 54 bilhões de litros, em 2022.

De acordo com o levantamento sistemático da produção agrícola, a área colhida de cana-de-açúcar (para todos os fins) no país, em 2012, foi de aproximadamente 9,4 milhões de hectares. Os dados da pesquisa Produção Agrícola Municipal 2011 mostram que cerca de 64,5% dessa área plantada concentra-se na Região Sudeste, 15% no Centro-Oeste e 13% no Nordeste. A participação das regiões Sul e Norte são, respectivamente, de 7% e 0,5%. A Figura 36 indica as áreas plantadas com cana-de-açúcar no ano 2012, de acordo com o mapeamento do projeto CANASAT, realizado pelo INPE¹⁷⁴.

¹⁷⁴ O CANASAT realiza o mapeamento por imagens de satélite do plantio de cana no território nacional. Até o momento, o projeto cobre somente a Região Centro-Sul, embora haja também grande concentração de usinas existentes na Região Nordeste do país.

Figura 36 - Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação

Fonte: INPE, 2012 [19]; e EPE, 2013

Na produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, os fatores socioambientais que mais se destacam são a disponibilidade hídrica; o uso do solo atual e futuro na área de expansão; a disponibilidade e aptidão da terra; e as questões associadas à mão de obra.

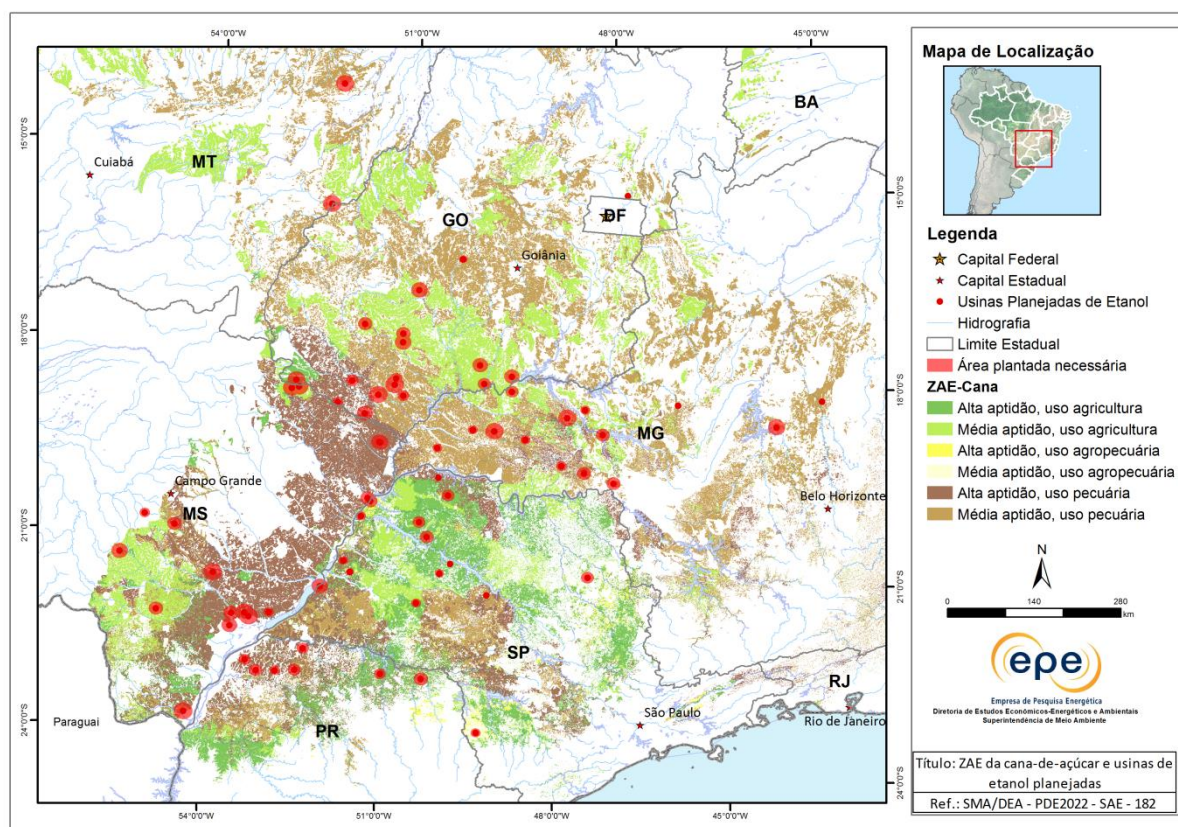
Em geral, existem alternativas técnicas para controle e mitigação dos impactos ambientais relacionados ao cultivo da cana-de-açúcar e ao seu processamento industrial. Apesar disso, não se deve afastar, em razão da expansão prevista para o horizonte decenal, a necessidade de acompanhamento de eventuais vetores de degradação ambiental. Sob a ótica socioeconômica, questões associadas às condições laborais e à dinâmica de geração de postos de trabalho em razão da mecanização do plantio e da colheita devem ser observadas.

Para avaliar a evolução desses fatores socioambientais, foi realizado um levantamento da localização das usinas em fase de planejamento e implantação¹⁷⁵ e, com base nas respectivas capacidades instaladas, foi delimitado um *buffer* representando a área necessária aproximada para atendimento da capacidade nominal de cada usina. A Figura 37 apresenta a localização das usinas previstas, a área necessária para cada uma delas e a sobreposição com o Zoneamento Agroecológico da Cana de Açúcar – ZAE Cana [205]. Ressalva-se que, na prática, a área de expansão pode não coincidir com a área do *buffer* por aspectos como o relevo, questões fundiárias, áreas legalmente protegidas, cursos d'água, entre outros. No entanto, o tamanho do *buffer* fornece uma indicação da ordem de grandeza do raio de ação de cada usina.

Para a área plantada estimada de 11,2 Mha em 2022, o conjunto de usinas previstas mostrados na Figura 37 exigiria, para atendimento pleno da capacidade instalada, cerca de 3 Mha.

¹⁷⁵ Os projetos considerados estão previstos predominantemente para os cinco primeiros anos do período de análise.

Figura 37 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar



Fonte: EPE, 2013; Embrapa, 2009 [204]

Pela sobreposição das usinas com o ZAE Cana, é possível notar que a expansão da cana deverá se dar em solos classificados como de aptidão alta e média e, em sua maior parte, sobre áreas onde o uso atual é a pecuária. Em algumas regiões do oeste paulista, do sul de Goiás e do sul do Mato Grosso do Sul, há sobreposição com áreas onde o uso atual é a agricultura, devendo ocorrer a substituição dos cultivos precedentes por cana-de-açúcar. Nas demais regiões, a distribuição espacial das usinas, mostrada na Figura 37, autoriza supor que a expansão da cana induzirá mudanças no uso do solo, mormente pela substituição de áreas de pastagem por áreas plantadas com cana.

Aspectos ambientais

Etapa agrícola

A prática da queima da palha da cana para a facilitação da colheita é danosa por comprometer a qualidade do ar. Tal prática tem sido inibida por meio de legislação e de acordos firmados entre a iniciativa privada e o poder público. A crescente mecanização da colheita tem efeito ambiental benéfico, especialmente quanto à qualidade do ar em âmbito local. No que tange aos aspectos socioeconômicos, a colheita mecanizada tem efeito também na supressão de postos de trabalhos insalubres, muito embora isso possa significar, num primeiro momento, o desemprego de trabalhadores rurais não-qualificados. Se na colheita se percebe modernização expressiva, o plantio, no entanto, permanece predominantemente manual (98% da área cultivada).

No que diz respeito ao consumo de água, o cultivo da cana no Brasil é feito sem a prática da irrigação, ocupando áreas que apresentam pluviosidade adequada para a cultura. Mesmo com o

cenário de expansão indicando o crescimento para áreas de menor pluviosidade, espera-se que a irrigação permaneça prescindível.

Os volumes de herbicidas e inseticidas estimados para a safra 2022/23, considerando a área plantada prevista de 11,2 Mha, podem alcançar 25 mil e 2 mil toneladas, respectivamente¹⁷⁶. Essas quantidades poderão ser reduzidas na medida do avanço no uso de controles naturais e de variedades de cana mais resistentes. A propósito, novas variedades estão em desenvolvimento, inclusive transgênicas, no sentido de reduzir a aplicação de inseticidas. A quantidade de herbicidas aplicada para controle de ervas daninhas poderá ser reduzida por meio, por exemplo, de canaviais sem falhas no plantio e com o manejo correto da palha.

Outra importante iniciativa que vem sendo implantada com bons resultados é a integração lavoura-pecuária¹⁷⁷, que consiste no consórcio de diferentes sistemas produtivos de grãos, fibras, madeira, carne, leite e agroenergia, implantados numa mesma área, em rotação ou em sucessão. Essa técnica apresenta vantagens ambientais e econômicas, entre as quais podem ser citadas: a redução da compactação do solo; o aumento na produtividade da pastagem; o aumento da matéria orgânica do solo; o maior controle da erosão do solo; e a diminuição no assoreamento de rios.

Etapas industrial

Na etapa industrial, os principais impactos dizem respeito ao consumo de água e à geração de resíduos e efluentes. De forma geral, percebe-se que o setor sucroalcooleiro tem conseguido reduzir gradualmente seus impactos ambientais.

No quesito consumo de água, as usinas têm reduzido o seu consumo utilizando tecnologias mais eficientes. Segundo a ANA, a captação para uso industrial no setor sucroalcooleiro está, em média, em 1,8 m³/tc. Caso adotada a legislação de uso da água conforme a aplicada no estado de São Paulo¹⁷⁸ e considerando a produção de cana-de-açúcar prevista para o ano de 2022, os níveis de captação atingiriam 1,7 bilhão de m³, volume considerado elevado. Segundo OLIVÉRIO et al. [227], a quantidade de água contida na cana é suficiente para a operação de uma usina de etanol/açúcar o que permite supor que, no limite, a captação de água poderia ser reduzida a zero por meio de tratamento e recirculação da mesma. Essa possibilidade favorece inclusive a implantação de usinas em locais onde a disponibilidade hídrica é pequena.

Os principais resíduos da indústria sucroalcooleira são a vinhaça, a torta de filtro, as cinzas, a fuligem da caldeira e o bagaço. O mais crítico é a vinhaça, cujo volume de produção é de cerca de 12 l/l de etanol, em média. Mantidos esses índices, em 2022 o volume estimado de produção de vinhaça será de 654 bilhões m³. A principal solução que vem sendo adotada para destinação da vinhaça é o seu uso na fertirrigação dos canaviais, muito embora essa técnica apresente limitantes ambientais¹⁷⁹ e econômicos, como o custo do transporte para o local de aplicação. Novas tecnologias em fase de desenvolvimento, como a utilização da fermentação com alto teor alcoólico e a fermentação a vácuo [201], podem reduzir o volume de vinhaça produzido para 6,5 l/l de etanol e 3 l/l de etanol, respectivamente.

¹⁷⁶ Considerando os índices recomendados de 2,2 kg/ha para herbicida e de 0,16 kg/ha para inseticida.

¹⁷⁷ Ressalta-se que a integração lavoura-pecuária vem sendo implantada em várias fazendas e os resultados demonstram que a rentabilidade da atividade rural aumenta.

¹⁷⁸ A Resolução SMA 67/08 [230] limita as taxas de captação para valores entre 0,7 e 1 m³/tc nos novos empreendimentos e determina que esses limites deverão ser obedecidos no ato de renovação da Licença de Operação das plantas existentes.

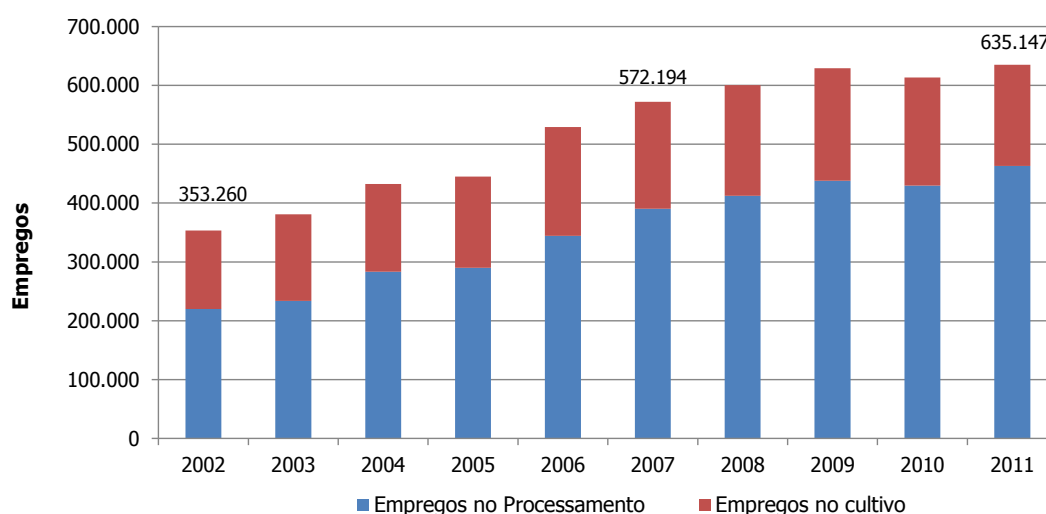
¹⁷⁹ Norma Técnica Cetesb P 4.231, 2005. [204]

Espera-se, assim, que os avanços tecnológicos citados, e outros que possam ser incorporados progressivamente nas usinas previstas e também nas usinas em operação, contribuam para que o setor continue melhorando seu desempenho ambiental.

Aspectos socioeconômicos

Para a análise socioeconômica da expansão do etanol, os principais aspectos são o potencial de geração de empregos e as condições de trabalho. Os empregos no cultivo corresponderam, em 2011, a 27% dos postos de trabalho gerados pelo setor sucroalcooleiro, um pouco menor do que o observado no exercício anterior (2010), quando essa relação foi de 30%. Em 2002, esse índice era de 38%. Esse panorama confirma a tendência de redução dessa relação em decorrência da gradual mecanização da colheita, mas não significa queda no total de empregos do setor. Pelo contrário, os dados mostram que, desde o ano 2002, os vínculos das atividades de cultivo de cana e na fabricação de açúcar bruto, refinado e álcool vem aumentando significativamente, o que está associado ao novo impulso que o lançamento dos carros *flex fuel* provocou no setor sucroalcooleiro, às melhorias tecnológicas e condições de trabalho. Os empregos no setor passaram de cerca de 353 mil para aproximadamente 635 mil no período de 2002 a 2011, representando um aumento de 80%. O Gráfico 142 apresenta a evolução dos empregos no setor sucroalcooleiro de 2002 até 2011.

Gráfico 142 – Evolução de empregos no setor sucroalcooleiro, 2002 a 2011



Fonte: MTE, 2012

Estima-se que haverá progressão do índice de mecanização da colheita ao longo do horizonte decenal, devendo atingir em média 80% em 2022. Esse cenário de mecanização, aliado ao aumento da produção de cana, deverá levar o número de empregos no processamento a cerca de 760 mil no final do horizonte.

O maior potencial de geração de empregos no cultivo permanece no estado de São Paulo, atingindo cerca de 118 mil empregos em 2022. Os outros estados da Região Centro-Sul (PR, MG, MS, MT e GO) participarão com cerca de 1/3 do potencial nacional de geração de empregos no cultivo de cana (60 mil empregos). Somando-se os empregos do cultivo aos empregos do processamento, estima-se que

o setor possa atingir em torno de 1 milhão de empregos em 2022. A Tabela 177 apresenta a estimativa de empregos ao longo do horizonte decenal para os principais estados produtores¹⁸⁰.

Tabela 177 – Estimativa de empregos no cultivo de cana

	São Paulo				PR, MG, MS, MT e GO				Empregos no processamento
	Mecanizada	Manual	Empregos no Cultivo	Variação anual	Mecanizada	Manual	Empregos no Cultivo	Variação anual	
	10 ⁶ t.	10 ⁶ t.	mil empregos	%	10 ⁶ t.	10 ⁶ t.	mil empregos	%	mil empregos
2013	279,4	88,2	85,2	6,2%	117,6	66,2	61,5	7,0%	470
2014	308,5	94,8	91,7	7,7%	133,1	68,6	64,0	4,1%	515
2015	340,6	101,7	98,7	7,6%	150,4	70,8	66,4	3,8%	565
2016	365,3	106,1	103,1	4,5%	165,0	70,7	66,7	0,5%	602
2017	389,3	109,8	107,1	3,8%	179,7	69,9	66,4	-0,5%	638
2018	409,2	112,1	109,6	2,4%	192,9	67,8	64,9	-2,3%	666
2019	429,0	114,0	111,8	2,0%	206,4	65,2	62,9	-3,0%	694
2020	446,4	115,1	113,2	1,2%	219,0	61,8	60,2	-4,3%	717
2021	463,7	115,9	114,4	1,0%	231,8	58,0	57,2	-5,0%	740
2022	479,3	119,8	118,2	3,4%	239,6	59,9	59,1	3,4%	765

Notas: (1) Considerando estável no decênio a participação do estado na produção nacional de cana em 2011, 58%

(2) Considerando a variação do índice de mecanização de 76% até 80% no decênio

(3) Considerando os seguintes dados de produtividade: colheita mecanizada: 300 t/dia por empregado; colheita manual: 8,7 t/dia por empregado; safra de 130 dias

Fonte: MTE, 2012; IBGE, 2012, IEA/SP, 2013

Nesse contexto, merecem destaque as iniciativas do setor e do poder público para a promoção de melhorias nas condições de trabalho, especialmente o Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-açúcar que, desde 2009, vem agregando empresários e governo na implantação de programas que incentivam as melhores práticas trabalhistas. Em um universo de aproximadamente 400 usinas – mistas, produtoras de açúcar e produtoras de etanol, 169 possuem o selo “Empresa Compromissada”, sendo 85 delas situadas no estado de São Paulo¹⁸¹.

3.6 Biodiesel

Desde a implantação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel - PNPB em 2004, o setor vem se desenvolvendo e os resultados mostram que o programa pode ser considerado uma iniciativa bem sucedida sob a óptica do volume de produção, tendo antecipado em três anos a meta de adição de 5% de biodiesel ao diesel mineral (B5), meta essa atingida no ano de 2010. Contudo, outros objetivos da política permanecem como desafios a serem superados, tais como: a diversificação da matriz de matérias-primas graxas (hoje há predomínio absoluto da soja, que atende a cerca 75% da demanda) e o aumento da participação da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel.

Sobre a diversificação de matérias-primas, observou-se que no ano de 2012 a participação do óleo de soja apresentou uma pequena redução (cerca de 5%) em relação ao ano anterior, dando espaço ao sebo bovino e o óleo de algodão, que aumentaram sua participação em aproximadamente 3,5% e

¹⁸⁰ Ressalva-se que essa projeção pode estar subestimada pois não considera todos os estados da federação e não inclui outras atividades que fazem parte do cultivo de cana, além da colheita.

¹⁸¹ Conforme a Resolução nº 1, de 23 de maio de 2012 da Secretaria Geral da Presidência da República, que dispõe sobre o mecanismo de reconhecimento de empresas que aderirem ao compromisso nacional para aperfeiçoar as condições de trabalho na cana-de-açúcar e cumprirem as práticas empresariais nele contidas. Seu objetivo é identificar e reconhecer positivamente a empresa por seus compromissos e ações voltadas para o aprimoramento das condições de trabalho. Sua concessão visa apenas estimular a ética positiva, ou seja, a valorização de boas práticas empresariais, e não confere à empresa que o recebe qualquer vantagem comercial ou governamental. Para receber o selo a empresa deve fazer um requerimento à Comissão Nacional, acompanhado do Relatório de Verificação.

1,5%, respectivamente, nesse mesmo período. As Regiões Sudeste e Nordeste foram as que mais contribuíram para essa diversificação, respectivamente [199].

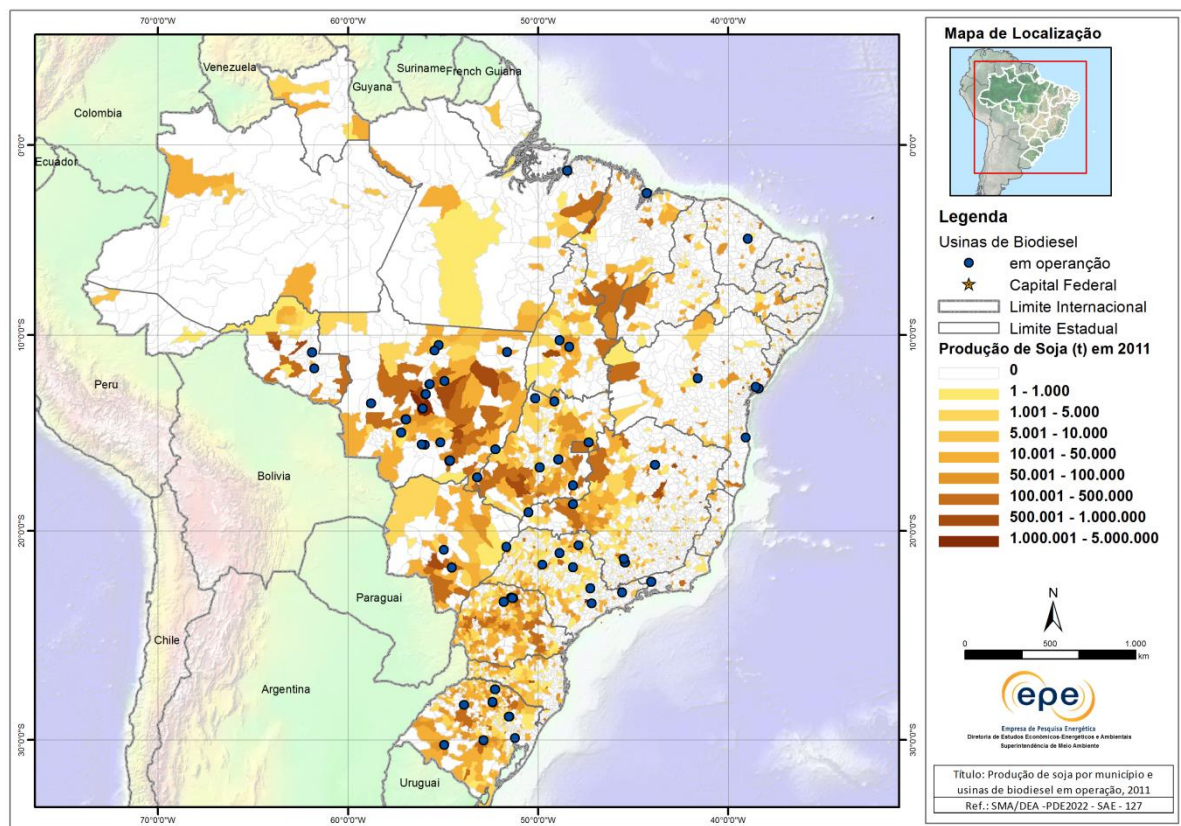
Deve-se destacar também as iniciativas da Embrapa no desenvolvimento de pesquisas com plantas com potencial de alto rendimento de óleo. Uma delas é a palma-de-óleo (dendê). Em fevereiro de 2013, foi realizado o I Workshop do Programa de Produção Sustentável de Palma-de-óleo no Brasil, promovido pela Embrapa Amazônia Oriental e Ministério do Desenvolvimento Agrário, com objetivo de disciplinar a expansão da produção de óleo de palma no Brasil e ofertar instrumentos para garantir uma produção em bases ambientais e sociais sustentáveis.

Já em relação à inclusão da agricultura familiar, o que se nota é um avanço progressivo, embora lento, em decorrência da existência de barreiras tecnológicas, produtivas, tributárias e normativas que se consituem desafios a serem superados para uma maior inserção da agricultura familiar na produção de oleaginosas para a fabricação de biodiesel.

No que diz respeito à distribuição espacial das usinas de produção de biodiesel, pode-se dizer que não há associação espacial direta entre as usinas e as áreas de produção de oleaginosas, devido à diversidade de matérias graxas passíveis de utilização, tanto de origem agrícola quanto de coprodutos de outros processos produtivos. Entretanto, a predominância do uso da soja justificou o investimento em usinas próximo às grandes áreas produtoras, principalmente na Região Centro-Oeste.

A Figura 38 apresenta a localização das usinas de biodiesel e a produção de soja por município no ano de 2011.

Figura 38 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2011



Fonte: EPE, com base em IBGE, 2011

em dezembro de 2012 a capacidade instalada para a produção de biodiesel era de 6,9 bilhões de litros, dos quais 88% referiam-se a empresas detentoras do Selo Combustível Social¹⁸².

Em termos de volume comercializado, verifica-se que nos quatro leilões realizados em 2012 foram vendidos 2,76 bilhões de litros, que corresponde a 38% da capacidade instalada do país. Desse montante, cerca de 95% foi arrematado por empresas detentoras do Selo Combustível Social.

Aspectos ambientais

Os principais riscos ambientais conhecidos da cadeia produtiva estão na fase agrícola e são associados a fatores como desmatamento extensivo em ecossistemas frágeis, contaminação de águas e de solos por defensivos agrícolas e herbicidas, erosão e compactação de solos e danos à microfauna. Os registros na literatura de impactos ambientais da fase industrial, cujo desenvolvimento é recente no Brasil, ainda são escassos e pouco significativos.

O principal subproduto do processo produtivo do biodiesel é a glicerina, cujas propriedades químicas têm aplicação em diversos outros processos de produção. No entanto, as projeções indicam que em 2022 serão geradas cerca de 340 mil t (100 g/l de biodiesel) de glicerina, atingindo um volume acumulado em torno de 3 milhões de toneladas ao longo de todo horizonte decenal. Diante desse cenário, é importante o desenvolvimento de alternativas para aproveitamento da glicerina a fim de se garantir uma destinação adequada a esse subproduto. Algumas alternativas de baixo investimento seriam o uso para enriquecimento de rações, a recuperação de óleo em poços maduros de petróleo e a obtenção de biogás a partir de sua fermentação. Outra aplicação bastante promissora é a produção de propeno (matéria-prima para produção de polipropileno).

Cabe salientar que em 2012 foram exportados 168 mil toneladas de glicerina a um preço médio de US\$ 273,73, o que gerou US\$ 46,1 milhões para o país. Comparado com o ano anterior, quando foram comercializados 156 mil toneladas por US\$ 41,9 milhões, houve um crescimento de 8% no volume e 10% no faturamento.

Outro ponto que merece destaque é a distância percorrida pelo combustível desde a usina produtora até o ponto de consumo, que tem impacto sobre a redução das emissões de poluentes atmosféricos como os óxidos de enxofre (SO_x) e os GEE, principal benefício ambiental resultante do uso do biodiesel. Nesse sentido, verifica-se que, em 2012, as Regiões Sul e Centro-Oeste foram responsáveis pela maior parte da produção, com cerca de 75% do total, enquanto a Região Sudeste concentra a maior parte do consumo, o que sob essa ótica não é a situação ideal. Quanto mais próximos a produção e o consumo, maiores os benefícios ambientais do uso do biodiesel. Assim, é desejável se evitar o transporte rodoviário de longas distâncias, priorizando o equilíbrio entre oferta e demanda regional, sempre que possível. Como muitas usinas já encontram-se instaladas próximas às áreas produtoras de matéria-prima (soja, principalmente), ganhos de eficiência logística a partir de investimentos em melhoria da infraestrutura, sobretudo ampliação da malha ferroviária, poderiam contribuir para a redução do custo final do biodiesel e para redução das emissões na sua cadeia de produção.

¹⁸² Selo Combustível Social: componente de identificação concedido pelo MDA a cada unidade industrial do produtor de biodiesel e que confere ao seu possuidor o caráter de promotor de inclusão social dos agricultores familiares. (Portaria MDA nº 60, de 06 de setembro de 2012).

Nesse aspecto, cumpre observar que o MME publicou recentemente novas diretrizes para a realização dos leilões de biodiesel [225]. Na nova regra, os lotes são distribuídos por região, o que tende a ter efeitos positivos sobre a descentralização da produção de biodiesel e, por consequência, sobre a redução das emissões decorrentes da logística de distribuição do biocombustível.

Aspectos socioeconômicos

Os aspectos socioeconômicos da produção do biodiesel compreendem, dentre outros fatores, o potencial de postos de trabalho que são gerados em decorrência da atividade e as possibilidades de ampliação da inclusão de agricultores familiares em mercados institucionais de comercialização

No que diz respeito à inclusão da agricultura familiar no setor produtivo do biodiesel, há análises que consideram que o programa não teria, até o momento, alcançado os resultados esperados por avaliarem que a participação da agricultura familiar é ainda incipiente na produção de biodiesel em escala nacional, predominando os médios e grandes produtores de oleaginosas, principalmente a soja [232]. Corrobora ainda com essa avaliação a baixa estruturação produtiva dos agricultores familiares e as deficiências na logística e na comercialização.

Segundo o Ministério do Desenvolvimento Agrário – MDA, órgão executor do PNPB, de 2005 a 2010, foram executados 37 projetos para a organização da base produtiva de oleaginosas da agricultura familiar, o fortalecimento organizacional, a gestão associativa e cooperativa, o apoio ao desenvolvimento de planos de negócios, a transferência de conhecimento, tecnologias e a disponibilização de insumos para produção. Em cinco anos de execução do PNPB foram atendidas em torno de 300 mil famílias de agricultores em 34 Territórios da Cidadania, 28% dos 120 territórios existentes no País. Apesar disso, permanecem algumas barreiras tecnológicas, produtivas, tributárias e normativas que ainda dificultam a consolidação da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel.

Há, por outro lado, abordagens que consideram que os resultados do PNPB no que concerne à agricultura familiar são positivos e têm se mantido em constante evolução na medida em que um maior número de famílias de agricultores têm conseguido a oportunidade de estruturar sua cadeia de produção e se inserirem nos mercados institucionais [193].

Apesar das deficiências estruturais e logísticas ainda presentes na organização de unidades de produção familiar no Nordeste e da preponderância da soja, a contribuição das empresas que possuem Selo Combustível Social - SCS na comercialização de biodiesel em leilões vem aumentando: em 2011, 72% do volume total adquirido originou-se dessas usinas (PDE 2021). Em 2012, a participação aumentou para 97,2% de empresas com selo totalizando 2.554 mil m³ de biodiesel, reflexo do processo de consolidação do PNPB, conforme mostrado na Tabela 178.

Tabela 178 – Comercialização de biodiesel nos leilões de 2012

Região	Com Selo Combustível Social		Sem Selo Combustível Social		TOTAL
	mil m ³	%	mil m ³	%	mil m ³
Norte	56,8	2,2	9,2	0,4	66,0
Nordeste	289,1	11,0	0	0	289,1
Sudeste	208,0	7,9	26,3	1,0	234,3
Sul	866,6	33,0	0	0	866,6
Centro-Oeste	1.133,7	43,2	36,8	1,4	1.170,5

BRASIL	2.554,3	97,2	729,0	2,8	2.626,5
---------------	----------------	-------------	--------------	------------	----------------

Fonte: ANP

Considerando a capacidade instalada de produção de 2012 (6.814 milhões de l/ano), estima-se que o potencial de geração de empregos na atividade de produção de biodiesel atinja cerca de 80 mil postos de trabalho (Tabela 179). A tendência é que a geração de empregos no processamento industrial do biodiesel se mantenha maior nas Regiões Sul e Centro-oeste. Apesar da capacidade de produção em escala nacional já ser suficiente para o atendimento à demanda, a Região Norte obteve expressivo crescimento no potencial de geração de empregos de 2011 para 2012, passando de 350 para 2.424 empregos.

Tabela 179 – Biodiesel: capacidade instalada de produção e geração de empregos (Dez/2012)

Região	Capacidade ⁽¹⁾ 10 ⁶ l/ano	Empregos gerados		
		Diretos ⁽²⁾	Indiretos ⁽³⁾	Total
Norte	202	404	2.020	2.424
Nordeste	741	1.482	7.410	8.892
Sudeste	846	1.692	8.460	10.152
Sul	1.948	3.896	19.480	23.376
Centro-Oeste	3.077	6.154	30.770	36.924
TOTAL	6.814	13.628	68.140	81.768

Notas: (1) Número de usinas: 57

(2) Considerando 200 postos de trabalho para cada 100 milhões de litros de biodiesel produzido por ano.

(3) Considerando cinco postos indiretos de trabalho para cada emprego direto criado

Fonte: Elaboração própria a partir de informações obtidas junto ao MME e ANP, atualizado em jan/2013

3.7 Indicadores socioambientais

Da Tabela 180 a Tabela 184 são reunidos os indicadores socioambientais da expansão da oferta de energia do PDE 2022, os quais permitem compor uma visão geral dos seus principais aspectos socioambientais, além de oferecer elementos para comparação com edições anteriores.

Tabela 180 – Indicadores da geração hidrelétrica

AMBIENTAIS	
Área alagada, km ²	6.046 (0,071% do território nacional)
Área alagada por potência instalada, km ² /MW	0,15 (UHE existentes: 0,47 km ² /MW)
Perda de vegetação nativa, km ²	3.458 (0,069% da área da Amazônia Legal)
Perda de vegetação nativa por MW, km ² /MW	0,09
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral	2 de 35 UHE
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável	2 de 35 UHE
SOCIOECONÔMICOS	
População diretamente afetada, hab.	Aproximadamente 67 mil
População diretamente afetada por MW, hab./MW	1,4
Nº de projetos que interferem diretamente em TI	1 de 35 UHE
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽¹⁾	136 mil
Empregos diretos gerados no pico das obras por MW, empregos/MW	3,3

Compensação financeira (média anual), R\$ milhões ^{(2) (3)}	489 (28% da compensação financeira paga em 2012 por todas as UHE em operação)
Compensação financeira para os Estados, R\$ milhões	1.958
Compensação financeira para os municípios, R\$ milhões	1.958
ISS gerado nas obras, R\$ milhões	2.192
Notas:	(1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para 34 UHE, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados. (2) Considera somente a geração das usinas cuja operação se inicia no horizonte deste PDE. (3) Média anual do montante de arrecadação da compensação financeira definida pela Lei nº 9.884/2000, considerando as parcelas destinadas aos estados, municípios e à União.
Fonte:	EPE

Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica

Emissões de gases de efeito estufa	
SIN (média anual, 2013-2022)	29,9 MtCO ₂
Autoprodução (média anual, 2013-2022) ⁽¹⁾	38,1 MtCO ₂
Nota:	(1) Inclui as emissões devidas à queima de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica nas operações de E&P e refino de petróleo
Fonte:	EPE

Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica

AMBIENTAIS	
Extensão total das LT, km	39.780 (35% da rede atual)
Área das faixas de servidão ⁽¹⁾ , km ²	2.245
Área de faixas de servidão em UC de proteção integral ⁽²⁾ , km ²	1,2
Área de faixas de servidão em UC de uso sustentável ⁽²⁾ , km ²	111
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de LT com interferência direta com TI	1 de 169 LT
Empregos diretos gerados no pico das obras ⁽³⁾	120.000
Notas:	(1) A largura da faixa de servidão varia de 40 a 120m, de acordo com a tensão da linha de transmissão; (2) A área da faixa de servidão não corresponde à área de supressão de vegetação, que em UC deve se limitar às áreas das torres. (3) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para as 169 LT ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerados.
Fonte:	EPE

Tabela 183 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural

AMBIENTAIS	
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral	2 de 305 UPs
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável	16 de 305 UPs
SOCIOECONÔMICOS	
Nº de projetos que interferem diretamente em TI	0 de 305 UPs
Empregos diretos gerados (valor máximo, 2015) ⁽¹⁾	75.000
Empregos indiretos gerados (valor máximo, 2015) ⁽¹⁾	100.000

Recursos financeiros gerados (média anual) ⁽²⁾ , R\$ bilhões	25,9
Notas:	(1) Empregos relacionados à infraestrutura de produção, ou seja, não são gerados necessariamente na região de inserção da unidade produtiva. (2) Royalties e participações especiais calculados apenas para os recursos descobertos.
Fonte:	EPE

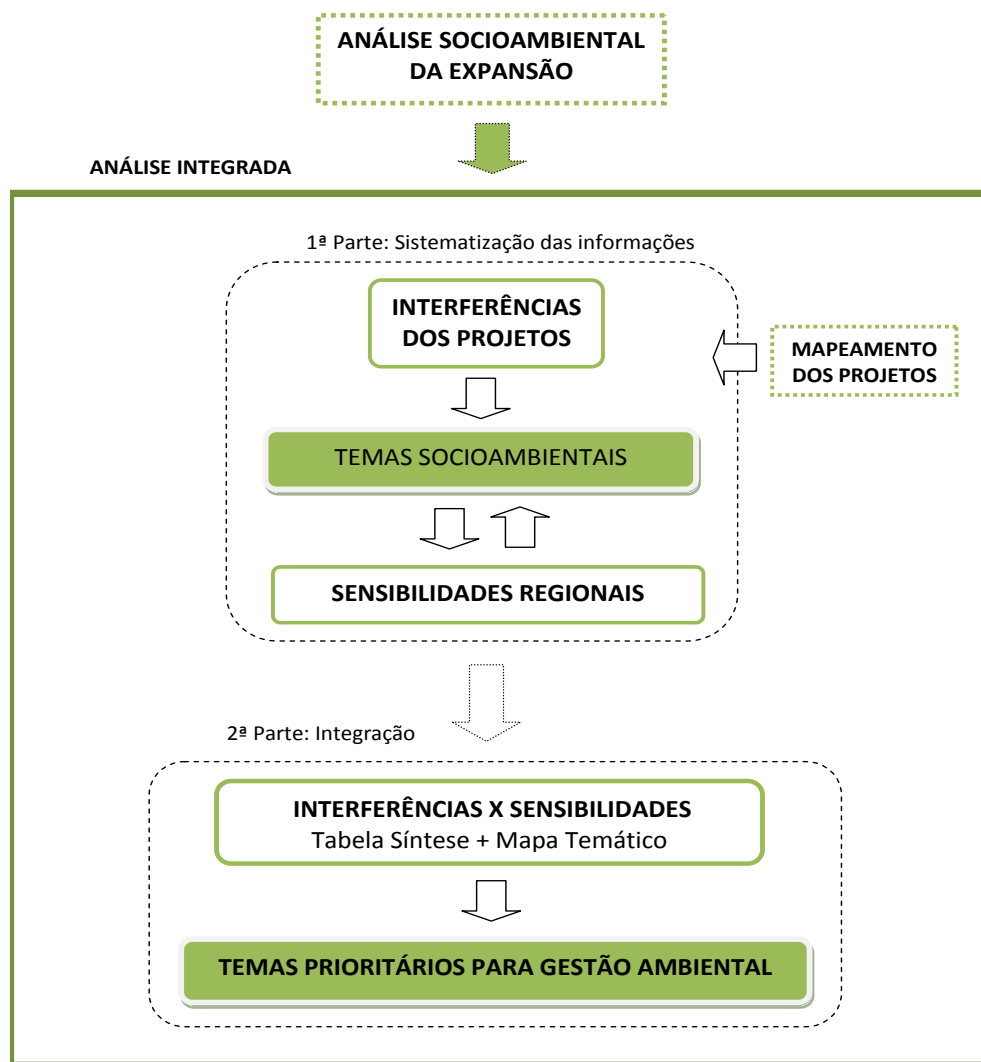
Tabela 184 – Indicadores dos biocombustíveis

AMBIENTAIS	
Expansão da cana: Área necessária para atendimento da capacidade nominal das usinas previstas ⁽¹⁾ (milhões de ha)	3,1 (31 mil km ²)
Produção de glicerina como subproduto da produção de biodiesel (média anual, mil toneladas)	280
SOCIOECONÔMICOS	
Empregos diretos no cultivo da cana (média anual)	168.000
Empregos diretos no cultivo por mil toneladas colhidas (média anual)	0,2
Empregos diretos no processamento de cana-de-açúcar (média anual)	637.000
Empregos diretos na produção de biodiesel (média anual)	5.600
Empregos indiretos na produção de biodiesel (média anual)	28.000
Nota: O conjunto de usinas previstas abrange somente o horizonte de 2013 a 2017	
Fonte: EPE	

4. Análise socioambiental integrada

A análise socioambiental integrada da expansão da oferta de energia no PDE 2022 teve como referência básica a avaliação socioambiental de cada fonte apresentada no item precedente. Foi mantida a metodologia utilizada na versão anterior [209] que, em linhas gerais, teve início com o mapeamento dos projetos e a posterior análise de suas interferências sobre as principais sensibilidades das cinco regiões do país, classificadas de acordo com os temas socioambientais selecionados. A partir da avaliação conjunta das interferências de diferentes projetos em uma mesma região foi possível avaliar os efeitos de uma eventual concentração espacial desses projetos. Por fim, considerando a localização, as peculiaridades de cada projeto e a sua importância para a expansão da oferta de energia do PDE 2022, foram reavaliados os Temas Prioritários para a Gestão Ambiental definidos no PDE 2021. A Figura 39 ilustra as etapas da metodologia adotada na análise integrada.

Figura 39 – Metodologia da análise socioambiental integrada

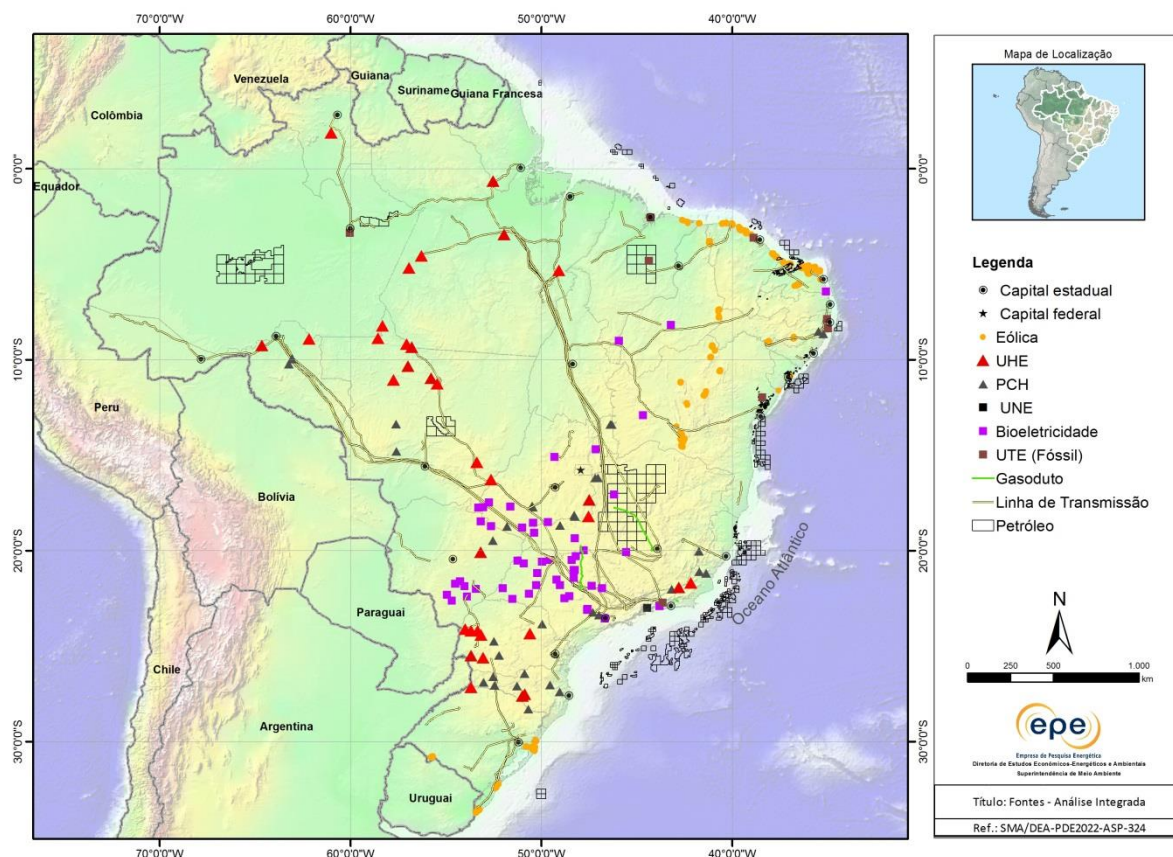


Fonte: EPE

4.1 Mapeamento dos projetos

A análise da distribuição espacial dos projetos previstos é importante do ponto de vista socioambiental, na medida em que facilita a identificação de possíveis efeitos cumulativos, sinergias ou conflitos que possam vir a ocorrer ou se intensificar como consequência da concentração de projetos em uma mesma região. O mapeamento do conjunto de projetos energéticos do PDE 2022 está representado na Figura 40.

Figura 40 – Localização dos projetos previstos no PDE 2022



A distribuição espacial dos projetos está fortemente condicionada pela disponibilidade dos recursos energéticos e pela configuração socioeconômica do território nacional. Essa questão é facilmente percebida quando se consideram o potencial hidrelétrico remanescente concentrado na Região Norte; a localização das termelétricas em função dos centros de carga e da disponibilidade de combustível; as PCH em rios de menor porte; a distribuição dos parques eólicos principalmente pelas áreas costeiras do nordeste; ou a expressividade da exploração de petróleo e gás natural *offshore* no sudeste. Essa configuração, por sua vez, condiciona o planejamento de linhas de transmissão e dutos para transporte de combustíveis.

Em relação ao planejamento da transmissão, é importante salientar a necessidade de sua adequação ao dinamismo da expansão de novas fontes renováveis de energia, como a eólica, cujo tempo de licenciamento, construção e operação apresenta uma lógica distinta daquela presente nos empreendimentos de grande porte predominantes na matriz elétrica nacional, como as grandes UHE.

Tendo em vista as dimensões continentais do país e a diversidade de recursos energéticos disponíveis, concluiu-se que a presença de um maior número de projetos numa mesma região não implica, necessariamente, impactos cumulativos expressivos ou que não possam ser mitigados ou evitados. Essa abordagem espacial pode, inclusive, subsidiar a análise de possíveis complementaridades entre os projetos de energia. No que se refere ao aproveitamento dos recursos, a busca pela complementaridade entre as fontes pode contribuir para um aproveitamento mais eficiente do potencial disponível, reduzindo gastos com transmissão e facilitando o processo de licenciamento de novos projetos.

Apesar das incertezas em relação à viabilidade econômica de novas fontes e da sua inserção na matriz, algumas linhas de pesquisa e ações estão em desenvolvimento nesse sentido e devem ser incentivadas, como os estudos sobre a complementaridade entre a geração hidrelétrica e o aproveitamento do potencial eólico, os avanços tecnológicos para a redução dos custos da energia solar, a perspectiva de aproveitamento do biogás para a geração térmica, a microgeração e os *smartgrids*. Nessa linha a EPE vem desenvolvendo estudos em alguns desses temas, com por exemplo o aproveitamento do potencial eólico e da energia solar.¹⁸³

O inevitável crescimento da demanda evidencia a importância de medidas voltadas para a redução de perdas e para a busca da eficiência em todas as etapas do processo, passando pela escolha da fonte e do potencial a ser explorado, pela geração, transmissão, distribuição e consumo de energia. Esforços nesse sentido tornam-se ainda mais relevantes se consideradas as dificuldades impostas pelas dimensões espaciais do país e as perspectivas de crescimento do consumo total e *per capita* de energia.

Os impactos associados ao setor energético e, em particular, ao setor elétrico brasileiro, dependerão das fontes e tecnologias escolhidas para sustentar o crescimento da demanda de energia. Um olhar integrado sobre o conjunto de projetos e sobre as opções tecnológicas disponíveis conduz a discussão a patamares estratégicos e permite antever possíveis impactos socioambientais de diferentes configurações da matriz energética. Dessa forma, a análise não pode se restringir aos impactos associados a uma determinada fonte, mas às consequências das opções feitas para compor a matriz. Essa perspectiva permite que a avaliação alcance questões importantes, como a necessidade de maior participação de usinas térmicas ao se descartar o aumento da capacidade de regularização dos reservatórios, os impactos de grandes usinas hidrelétricas comparados a inúmeras PCH em uma mesma bacia hidrográfica, ou os desdobramentos da concentração de parques eólicos em regiões de grande potencial turístico.

Ressalta-se, assim, a pertinência da discussão das questões socioambientais do setor energético em uma escala mais ampla que permita avaliar os reais custos e benefícios das decisões sobre os recursos que devem ou não ser aproveitados em detrimento de outros.

4.2 Interferências dos projetos e sensibilidades regionais

Para melhor sistematização e compreensão das informações, optou-se por agrupar as diversas interferências associadas aos projetos previstos na expansão da oferta de energia segundo temas

¹⁸³ No que diz respeito ao potencial eólico destaca-se a elaboração do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), que reúne dados sobre o sistema eólico existente, de modo a fundamentar os estudos necessários para a expansão do sistema elétrico. Em relação a fonte solar ressalta-se a publicação da Nota Técnica “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, cujo objetivo é subsidiar o Ministério de Minas e Energia no processo de decisão quanto à estratégia de inclusão da fonte solar na matriz de geração elétrica brasileira. Ambos disponíveis no site da EPE (<http://www.epe.gov.br>).

socioambientais pré-definidos. Foi feita a revisão dos temas propostos anteriormente e procurou-se manter os termos utilizados, de modo a consolidá-los para a utilização nas próximas versões do Plano, facilitando o acompanhamento dos resultados e análises comparativas. As relações entre as interferências e as sensibilidades foram reavaliadas não justificando a inclusão de novos temas. Merece destaque apenas a exclusão do tema *Questão fundiária*. Tratado no PDE 2021 como relevante no contexto da geração eólica nas áreas litorâneas da Região Nordeste, não tem se configurado como um gargalo para expansão dessa fonte. Os seguintes temas socioambientais permaneceram como objeto de análise no PDE 2022:

- *Recursos hídricos*. Esse tema está associado à disponibilidade do recurso hídrico, considerado importante devido ao uso intensivo e diversificado da água em determinadas bacias hidrográficas. Destaca-se no contexto da expansão das áreas para plantio de cana-de-açúcar na Região Sudeste, em função do consumo das usinas de produção de etanol.
- *Biodiversidade aquática*. Considerado relevante devido às interferências potenciais de projetos associados principalmente à geração hidrelétrica e à produção de petróleo. A perda de ambientes aquáticos e de espécies, tanto em ambientes marinhos como fluviais, pode ter consequências sobre os ecossistemas e, em última instância, sobre a pesca. No caso da geração hidrelétrica, as Regiões Sul, Sudeste e Nordeste se destacam pela fragmentação a que estão sujeitas as populações de peixes; no Norte e Centro-Oeste, a sensibilidade está associada à abundância de ambientes únicos. No que se refere à produção de petróleo, o Nordeste apresenta áreas costeiras de baixa profundidade que possuem uma biodiversidade aquática de grande importância biológica, sensível às atividades de E&P de petróleo e gás. No Norte, os ambientes únicos estão expostos aos riscos da atividade *onshore*, enquanto no Sudeste, a grande quantidade de plataformas e navios para transporte do óleo e os estudos de sísmica aumentam o risco de acidentes e podem provocar impactos em cetáceos e nas atividades pesqueiras.
- *Vegetação nativa*. A vegetação pode ser afetada diretamente por projetos energéticos de diversos tipos, seja por alagamento ou supressão, o que implica em perda de *habitat* e eventualmente de biodiversidade. Adicionalmente, alguns projetos podem funcionar como vetores de desmatamento, induzindo a abertura de clareiras e estradas em áreas preservadas. Merecem destaque os empreendimentos de grande porte, como as UHE, os projetos lineares, como as linhas de transmissão e gasodutos, além da expansão do plantio de cana-de-açúcar para a produção de etanol, caso não seja direcionada para áreas previamente ocupadas por outras atividades agropecuárias. Esse tema se destaca na Região Norte, em função da integridade e diversidade da vegetação, sensível à degradação por vetores de ocupação associados a novos empreendimentos. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, a importância se dá pela fragmentação, que confere maior importância aos remanescentes de vegetação nativa.
- *Áreas protegidas*. Esse tema abrange Unidades de Conservação (UC) e Áreas de Preservação Permanente (APP), que podem apresentar restrições ou incompatibilidades com a implantação e operação de empreendimentos energéticos. Essas áreas poderão sofrer interferências diretas ou indiretas dos projetos planejados, especialmente de UHE nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da concentração e do porte das UC. Merecem atenção os parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul, onde a vegetação nativa encontra-se fragmentada, o que atribui maior importância ecológica às APP remanescentes.

- *Paisagem.* Esse tema é especialmente relevante na Região Nordeste, por conta da implantação de parques eólicos na faixa litorânea e na Serra do Espinhaço, e também pelas atividades de E&P de petróleo próximas à costa, em regiões de baixa profundidade da plataforma continental. A concentração de empreendimentos energéticos nessas áreas pode ocasionar alterações na paisagem, sensível por suas praias e campos de dunas de grande beleza cênica, na região costeira, e por chapadas e escarpas, na região serrana, o que lhe atribui reconhecida vocação para as atividades de turismo e lazer. Essas atividades estão consolidadas em diversos municípios e apresentam importância econômica para a região.
- *Qualidade do ar.* Tema relevante devido à existência de áreas onde a qualidade do ar encontra-se saturada. No Centro-Oeste essa situação se materializa durante a estação seca, em função das queimadas para limpeza de terrenos para agricultura e formação de pastagens. No Sudeste, está associada ao alto índice de urbanização e industrialização, principalmente nas regiões metropolitanas. Esses quadros podem ser agravados pela queima de canaviais para facilitar a colheita da cana-de-açúcar e pela operação de novas plantas termelétricas que utilizem combustíveis fósseis ou biomassa (bioeletricidade). Cabe ressaltar um pequeno aumento da participação das térmicas na expansão da geração do PDE 2022.
- *Populações indígenas.* Embora haja TI distribuídas por todo o território nacional, as regiões Norte e Centro-Oeste se destacam por abrigarem as mais extensas e que concentram a maior parte das etnias e das populações indígenas do país. Questões indígenas relacionadas a projetos planejados no Sudeste direcionam a atenção também para esta região. Em função das incertezas sobre os dispositivos legais e normativos que regem esse tema – o Estatuto do Índio, as consultas conforme a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT¹⁸⁴ e o artigo 231 da Constituição Federal¹⁸⁵ – a instalação de projetos previstos no PDE 2022 que interfiram em terras indígenas exigirão esforços adicionais de gestão.
- *Organização territorial.* A organização do território está sujeita a interferências diretas e indiretas da expansão do setor energético devido, principalmente, às intervenções associadas a projetos hidrelétricos e projetos lineares (transmissão e gasodutos), que podem resultar, respectivamente, no remanejamento de núcleos populacionais e em limitações ao uso e ocupação do solo. A atração de contingentes populacionais aumenta a pressão sobre a infraestrutura local, equipamentos e serviços nos núcleos urbanos que servem de apoio às obras. As regiões Norte e Centro-Oeste têm redes urbanas menos densas e suas cidades são mais sensíveis à pressão sobre a infraestrutura decorrente da implantação de projetos de grande porte. As regiões Sul e Sudeste se caracterizam por uma rede urbana mais densa, cidades mais estruturadas por equipamentos e serviços e maior densidade demográfica, o que lhe atribui maior sensibilidade no caso de implantação de projetos lineares e menor sensibilidade em relação à pressão sobre a infraestrutura urbana e regional.

Vale lembrar que o conjunto de temas apresentados tem como objetivo sintetizar as interferências socioambientais mais críticas associadas aos projetos previstos no Plano, tendo em vista as

¹⁸⁴ No Brasil, determinou-se que a consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção nº 169 da OIT se aplica aos povos indígenas e quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas. Entretanto ainda não existe regulamentação sobre o procedimento de consulta.

¹⁸⁵ O artigo trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. A falta de regulamentação do §3º, sobre a exploração dos recursos hídricos em Terras Indígenas, deixa em aberto o procedimento de consulta e a forma de compensação às comunidades afetadas, exigindo atualmente a autorização do Congresso Nacional para a instalação de projetos nessas terras.

sensibilidades mais importantes identificadas para cada região. A análise não tem o objetivo de contemplar todos os possíveis impactos socioambientais de cada projeto, mas indicar aqueles que merecem maior atenção no âmbito do horizonte decenal. As características técnicas e físicas dos empreendimentos também foram consideradas na análise como subsídio para a avaliação da importância de cada um dos temas no contexto da expansão da oferta de energia.

A Tabela 185 apresenta de forma sistematizada os temas socioambientais relacionados aos projetos do plano e às regiões onde estão localizados. A partir dessa matriz foi possível visualizar a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

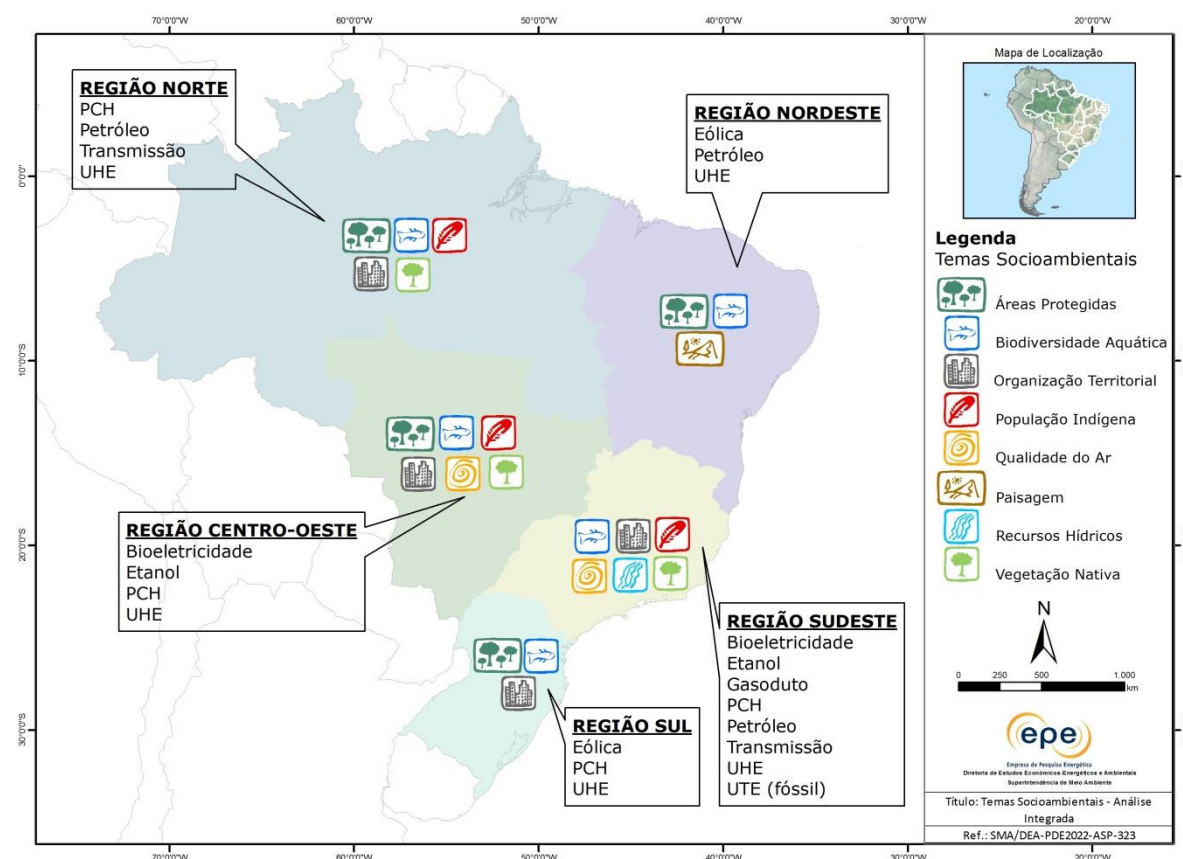
Tabela 185 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada

Regiões → Projetos ↓	NORTE	NORDESTE	SUL	SUDESTE	CENTRO-OESTE
UHE	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Áreas protegidas Populações indígenas Organização territorial	Organização territorial Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática Organização territorial	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Organização territorial Populações indígenas	Biodiversidade aquática Vegetação nativa Áreas protegidas Populações indígenas Organização territorial
Petróleo	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática Paisagem	<i>Não há projetos planejados</i>	Biodiversidade aquática	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
Gás (gasoduto)	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	Vegetação nativa Organização territorial	<i>Não há projetos planejados</i>
Etanol	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	Recursos hídricos Vegetação nativa Qualidade do ar	Vegetação nativa Qualidade do ar
Transmissão	Populações indígenas	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Vegetação nativa Organização territorial	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
UTE (nuclear)	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
Bioeletricidade	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>	Qualidade do ar	Qualidade do ar
UTE (fóssil)	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Qualidade do ar	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>
Eólica	<i>Não há projetos planejados</i>	Áreas protegidas Paisagem Questão fundiária	Áreas protegidas	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	<i>Não há projetos planejados</i>
PCH	Biodiversidade aquática Populações indígenas	<i>Não há interferência sobre as sensibilidades</i>	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática	Biodiversidade aquática Populações indígenas

Fonte: Elaboração EPE

O mapa da Figura 41 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.

Figura 41 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada



Fonte: Elaboração EPE

4.3 Temas prioritários para a gestão ambiental

O principal objetivo da seleção de temas prioritários para a gestão ambiental continua a ser a orientação dos esforços para o tratamento das questões socioambientais que aumentam a incerteza associada ao planejamento de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no país. Importa lembrar que a análise incorpora aspectos técnicos e jurídico-institucionais e considera a importância estratégica dos projetos para a segurança energética do país. Os temas selecionados como prioritários foram:

- *Populações indígenas.* A sua importância intrínseca e a complexidade do processo de gestão institucional necessário para lidar especialmente com a insegurança relacionada aos dispositivos legais e normativos que o regem justificam a prioridade desse tema. Pouco se avançou na construção de um processo que compreenda efetiva participação das comunidades indígenas e lidar com as diferenças culturais e de interesse que perpassam esse diálogo continua sendo um grande desafio para o setor.
- *Áreas protegidas.* A interferência direta ou indireta de importantes projetos de energia em UC de proteção integral ou de uso sustentável é uma realidade que se desdobra em conflitos de caráter técnico e, principalmente, jurídico-institucional. O processo de negociação é complexo pois envolve diversos interesses e tem como desafio compatibilizar a expansão da oferta de energia e a conservação da biodiversidade.

- *Biodiversidade aquática.* A necessidade de se antecipar estudos e pesquisas que permitam melhor compreensão da função ecológica dos ambientes aquáticos impactados pelos projetos de energia reforçam a importância desse tema. Apesar da realização de algumas ações nesse sentido, a incorporação dos resultados no processo de planejamento só será possível em médio e longo prazo, o que justifica a sua prioridade. Exemplos de ações nessa direção são:
 - estudos de migração de peixes em bacias hidrográficas;
 - aplicação e aperfeiçoamento de metodologias que procurem conjugar o aproveitamento do potencial hidroenergético de uma bacia e a conservação da biodiversidade aquática, tanto em estudos de inventário hidrelétrico quanto em estudos de impacto ambiental de usinas.
- *Vegetação nativa.* Este tema se destaca na medida em que também é necessário aprofundar o conhecimento sobre as funções ecológicas dos ambientes terrestres de modo a compreender melhor e avaliar os reais impactos dos projetos de energia. Neste caso, destacam-se ações como:
 - incorporar os avanços tecnológicos na construção e na operação dos projetos de energia de modo a minimizar as interferências diretas, principalmente, com o meio natural;
 - adotar os instrumentos normativos para aperfeiçoar a regulamentação dos zoneamentos de uso e ocupação do solo, além de buscar a compatibilização dos interesses de diferentes setores para minimizar o desmatamento de novas áreas, como no caso da expansão da cana-de-açúcar sobre áreas de pastagem;
 - ampliar o conhecimento sobre a ecologia da paisagem nas áreas onde se implantarão os projetos de energia, de modo a formular alternativas para recomposição da conectividade, sempre que essa condição for comprometida;
 - aperfeiçoar os mecanismos de controle e mitigação da pressão que surge ou se amplia como efeito da atração populacional provocada pelos projetos.

A gestão adequada desses temas prioritários é um desafio que deve ser enfrentado por meio de uma atuação integrada das diversas entidades envolvidas direta e indiretamente no processo de planejamento, implantação e operação dos empreendimentos de energia. Além da articulação política e institucional, devem ser adotadas medidas e ações de acompanhamento e avaliação técnica orientadas para os temas prioritários nas fases de estudo, construção e operação. O relacionamento com todas as partes envolvidas pode fornecer informações importantes para o planejamento e a tomada de decisão. A construção antecipada de um diálogo entre governo, empreendedores e sociedade pode minimizar futuros conflitos capazes de interferir diretamente nos resultados, oferecendo risco à expansão da geração e implicando decisões espontâneas que nem sempre vão ao encontro das melhores alternativas socioambientais e econômicas.

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

A seguir são apresentados os principais parâmetros macroeconômicos que serviram de base para os estudos deste Plano Decenal e suas correlações com os valores projetados de oferta e consumo de energia.

Em seguida são sintetizados os resultados da evolução da oferta interna de energia e da matriz energética entre 2013 e 2022, abrangendo as fontes primárias e secundárias, adotando a sistemática de contabilização do Balanço Energético Nacional – BEN.

Finalmente, em uma tabela resumo, é consolidado o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia, bem como de dados da infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Complementando, é mostrada uma síntese dos investimentos associados à expansão da oferta de energia no período decenal.

Economia e Energia

Os principais indicadores relativos ao cenário econômico, à oferta e ao consumo de energia no horizonte decenal estão resumidos na Tabela 186. Importante destacar que as taxas de crescimento do 1º quinquênio e do decênio são calculadas tendo como referência o ano base de 2012.

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja, aproximadamente, 455 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), que representa um crescimento médio anual de 4,8%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,6%, chegando ao fim de 2022 com uma oferta estimada em, aproximadamente, 945 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2022, superior a 365 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 4,4% ao ano.

Tabela 186 – Economia e energia – 2013-2022

Discriminação		2013	2017	2022	2013-2017	2018-2022	2013-2022
					Variação (% a.a.)		
População Residente	(10 ⁶ hab)	196,1	201,5	207,2	0,7	0,6	0,6
PIB	(10 ⁹ R\$)	4.129	4.950	6.314	4,5%	5,0%	4,8%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	21,1	24,6	30,5	3,8%	4,4%	4,1%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	307,2	368,0	455,3	5,2%	4,3%	4,8%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,074	0,074	0,072	0,7%	-0,6%	0,0%
	per capita (tep/hab)	1,566	1,826	2,197	4,5%	3,8%	4,1%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	638,8	765,0	944,5	4,9%	4,3%	4,6%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	154,7	154,6	149,6	0,3%	-0,7%	-0,2%
	per capita (kWh/hab)	3.257	3.796	4.558	4,1%	3,7%	3,9%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	250,5	299,9	365,3	4,8%	4,0%	4,4%
	per capita (tep/hab)	1,277	1,488	1,763	4,1%	3,4%	3,8%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,061	0,061	0,058	0,3%	-0,9%	-0,3%

Fonte: EPE

Matriz Energética

A Tabela 187 apresenta a consolidação da evolução da oferta interna de energia nos dois quinquênios do período decenal. As energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 4,7%, destacando-se o crescimento de 6,3% ao ano na oferta de derivados da cana-de-açúcar e de 8,5% na oferta de outras fontes renováveis, que inclui energia eólica, óleos vegetais e lixívia.

Tabela 187 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

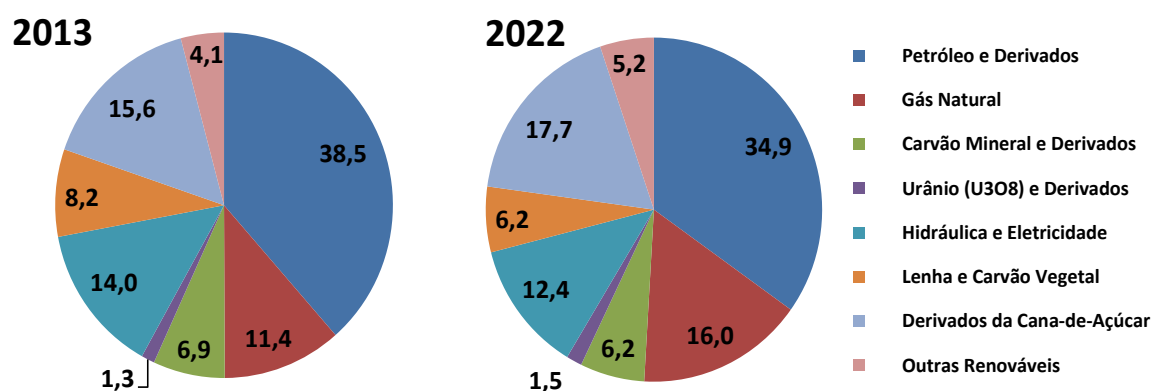
	2013		2017		2022		2012-2022
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação (% a.a.)
Energia Não Renovável	178.441	58,1	207.169	56,3	266.937	58,6	4,9
Petróleo e Derivados	118.353	38,5	132.504	36,0	158.782	34,9	3,5
Gás Natural	35.055	11,4	49.999	13,6	73.067	16,0	9,1
Carvão Mineral e Derivados	21.127	6,9	20.828	5,7	28.229	6,2	4,3
Urânio (U3O8) e Derivados	3.907	1,3	3.839	1,0	6.859	1,5	5,7
Energia Renovável	128.768	41,9	160.878	43,7	188.362	41,4	4,7
Hidráulica e Eletricidade	42.947	14,0	49.056	13,3	56.339	12,4	3,2
Lenha e Carvão Vegetal	25.151	8,2	27.702	7,5	28.019	6,2	1,5
Derivados da Cana-de-Açúcar	47.979	15,6	65.538	17,8	80.437	17,7	6,3
Outras Renováveis	12.691	4,1	18.581	5,0	23.568	5,2	8,5
Total	307.209	100,0	368.046	100,0	455.299	100,0	4,8

Fonte: EPE

Dentre as fontes não renováveis, o gás natural apresenta um ganho substancial de participação na oferta de energia, saindo de 11% em 2013 para 16% em 2022, resultante de sua taxa média anual de crescimento de 9% no período.

Outro destaque é a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 38,5% em 2013 para 34,9% em 2022. Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol e do óleo combustível por gás natural são os principais determinantes da diminuição da participação ilustrada no Gráfico 143.

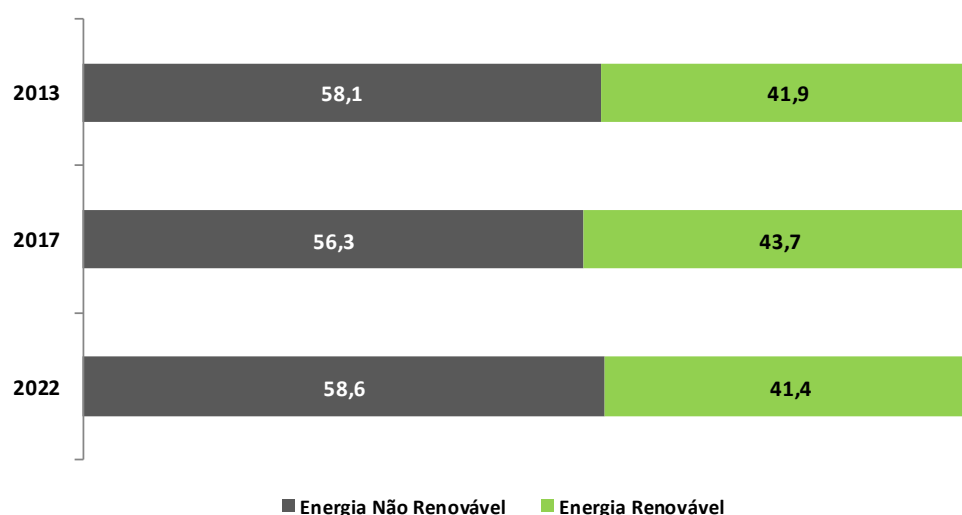
Gráfico 143 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos



Fonte: EPE

O Gráfico 144 ilustra a perspectiva de aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, chegando a 41% em 2022.

Gráfico 144 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável (%)



Fonte: EPE

No decorrer das últimas décadas, a diferença entre a demanda total de energia e a produção de energia primária vem mantendo uma trajetória decrescente. Consequentemente, ao longo dos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, atingindo em 2022 aproximadamente 89 milhões de tep, que equivale a cerca de 16% da produção total de energia no País. Em outras palavras, neste horizonte, o Brasil deixa de ser importador líquido de energia e passa ao "status" de autossuficiente (ver Tabela 188).

Tabela 188 – Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2013	2017	2022	2013-2017	2018-2022	2013-2022
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	312.456	375.536	467.650	5,2	4,5	4,8
Consumo Final	270.545	326.216	399.616	4,9	4,1	4,5
Perdas ¹	41.911	49.320	68.034	7,3	6,6	7,0
Produção de Energia Primária (B)	277.610	401.831	556.774	9,0	6,7	7,9
Energia Excedente (B)-(A)	-34.846	26.295	89.124	-	-	-

Notas: (1) Energia não-aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

Fonte: EPE

A Tabela 189 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 10,1%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 3,6% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente da ordem de 115 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira

Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2013	2017	2022	2013-2017	2018-2022	2013-2022
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	126.878	142.501	173.643	3,1	4,0	3,6
Consumo Final	121.635	137.214	167.827	3,2	4,1	3,6
Transformação ⁽¹⁾	5.242	5.287	5.816	1,2	1,9	1,6
Perdas	334	488	50	13,6	-36,5	-15,1
Produção de Petróleo (B)	112.909	192.084	289.269	11,7	8,5	10,1
Petróleo Bruto	109.351	187.377	282.471	11,9	8,6	10,2
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	985	1.634	3.012	12,8	13,0	12,9
Biodiesel ⁽³⁾	2.574	3.073	3.787	4,7	4,3	4,5
Energia Excedente (B)-(A)	-13.968	49.583	115.626	3,1	4,0	3,6

Notas: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquearias

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel

Fonte: EPE

A Tabela 190 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento médio anual de 8,6% na oferta e o baixo incremento nas importações.

Quanto ao consumo, pode-se ressaltar o expressivo aumento do consumo de gás natural como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo. Com média de crescimento anual de 16,2%, o consumo não energético alcança cerca de 27 milhões de m³/dia em 2022.

Assim, projeta-se que o consumo total de gás natural aumentará, em média, 7,8% ao ano nos próximos dez anos, chegando a 159 milhões de m³/dia em 2022.

Tabela 190 – Balanço de gás natural seco

Discriminação	2013	2017	2022	2013-2017	2018-2022	2013-2022
	mil m³/dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	81.085	115.125	159.152	9,0	6,7	7,8
UPGN	42.468	67.508	106.654	7,7	9,6	8,6
Importação	38.617	47.617	52.498	10,9	2,0	6,4
Consumo Total Esperado	81.085	115.125	159.152	9,0	6,7	7,8
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	24.265	29.556	48.332	6,8	10,3	8,6
Consumo final	56.820	85.569	110.820	9,8	5,3	7,5
Consumo não energético	6.936	18.829	26.916	25,8	7,4	16,2
Consumo energético	49.884	66.740	83.904	7,0	4,7	5,8
Setor energético	12.142	17.202	23.088	8,8	6,1	7,4
Residencial	1.043	1.511	2.131	9,9	7,1	8,5
Transportes	5.436	5.971	6.781	2,2	2,6	2,4
Industrial	30.202	40.670	50.010	6,9	4,2	5,6
Outros ⁽²⁾	1.061	1.386	1.894	6,8	6,4	6,6

Notas: (1) Inclui autoprodução

(2) Inclui os setores comercial, público e agropecuário

Fonte: EPE

Síntese dos Resultados

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns dos parâmetros macroeconômicos, do consumo final energético e da oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural. Também é mostrada uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia, além de uma projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2022.

	2012 ⁽¹⁾	2017	2022	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10⁹ R\$ [2010])	3.969	4.950	6.314	980	25%	1.365	28%	2.345	59%
População ⁽¹⁾ (10⁶ hab)	194,7	201,5	207,2	6,8	4%	5,7	3%	12,5	6%
PIB per capita (10³ R\$/hab)	20,4	24,6	30,5	4,2	20%	5,9	24%	10,1	49%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,46	1,83	2,20	0,4	25%	0,4	20%	0,7	51%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10⁶ R\$)	71,5	74,4	72,1	2,9	4%	-2,7	-4%	0,7	1%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10³ R\$)	149,3	154,6	149,6	5,2	3%	-5,3	-3%	0,2	0%
Intensidade Energética da Economia (tep/10⁶ R\$)	71,5	74,4	72,1	2,9	4%	-2,7	-4%	0,7	1%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,16		0,80		0,99	
Consumo Final ⁽³⁾ (10⁶ tep)	253,4	326,2	399,6	72,8	29%	72,1	22%	146,2	58%
Gás Natural (10⁶ m³/dia)	56,1	85,6	110,8	29,5	53%	17,7	20%	45,5	81%
Carvão Mineral e Coque (10⁶ t)	21,7	24,9	8,3	3,2	15%	-17,0	-68%	-13,4	-62%
Lenha (10⁶ t)	53,0	50,2	55,0	-2,8	-5%	5,4	10%	2,1	4%
Carvão Vegetal (10⁶ t)	7,2	10,9	10,4	3,7	52%	-0,5	-5%	3,2	45%
Bagaço de Cana (10⁶ t)	133,3	177,1	203,9	43,8	33%	26,8	15%	70,6	53%
Eletricidade (TWh)	498,4	625,8	785,1	127,4	26%	159,3	25%	286,7	58%
Etanol (10⁶ m³)	20,3	40,6	49,9	20,4	101%	9,2	23%	29,6	146%
Biodiesel (10⁶ m³)	2,8	3,4	4,2	0,7	25%	0,8	23%	1,5	54%
Derivados de Petróleo (10⁶ m³)	108,5	126,4	152,1	17,9	16%	25,8	20%	43,6	40%
Óleo Diesel	54,6	65,4	78,5	10,8	20%	13,1	20%	23,9	44%
Óleo Combustível	4,4	5,4	6,4	1,1	25%	1,0	17%	2,1	47%
Gasolina	31,8	34,9	43,2	3,1	10%	8,3	24%	11,4	36%
GLP	13,1	14,9	16,5	1,8	13%	1,6	11%	3,3	25%
Querosene	4,6	5,7	7,5	1,1	25%	1,7	30%	2,9	63%
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	283,6	368,0	455,3	84,4	30%	85,8	23%	171,7	61%
Petróleo - Produção	2.072	3.620	5.457	1.548	75%	1.837	51%	3.385	163%
(10³ barris/dia) - Exportação ^(*)	-188	-1.235	-2.032	-1.047	556%	-797	65%	-1.844	979%
Gás Natural - Produção ⁽⁴⁾	70,6	116,4	189,1	45,8	0,6	72,7	0,6	118,6	1,7
(10⁶ m³/dia) - Importação ^(*)	36,1	47,6	52,5	11,5	32%	6,1	12%	16,4	45%
Óleo Diesel (10⁶ m³) - Produção	45,9	62,5	94,3	16,6	36%	31,9	51%	48,4	106%
- Importação/Exportação	8,9	3,5	-15,0	-5,4	-60%	-18,5	-460%	-23,9	-268%
Óleo Combustível (10⁶ m³) - Produção	14,5	11,1	9,1	-3,3	-23%	-2,0	-18%	-5,3	-37%
- Exportação	-8,9	-5,4	-2,4	3,5	-40%	3,0	-59%	6,5	-73%
Gasolina (10⁶ m³) - Produção	26,9	28,4	28,6	1,5	6%	0,2	1%	1,8	7%
- Exportação	3,6	6,5	14,6	2,9	79%	8,1	124%	11,0	302%
GLP (10⁶ m³)	10,4	13,2	19,3	2,9	27%	6,1	46%	8,9	86%
	2,8	1,6	-2,8	-1,2	-42%	-4,4	-251%	-5,7	-200%
Querosene (10⁶ m³)	5,4	9,2	21,5	3,8	70%	12,3	133%	16,0	294%
	-0,9	-3,5	-14,0	-2,6	298%	-10,5	303%	-13,1	1502%
Etanol (10⁶ m³) - Produção	23,5	44,6	57,3	21,1	90%	12,7	29%	33,8	144%
- Exportação	-2,5	-3,9	-7,4	-1,4	57%	-3,5	88%	-4,9	196%
Eletricidade (TWh) - Produção+importação	592,8	765,0	944,5	172,2	29%	179,5	23%	351,7	59%

	2012 ^(*)	2017	2022	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	119,5	152,6	183,1	33,0	28%	30,5	20%	63,5	53%
<i>Hidráulica ⁽⁶⁾</i>	<i>84,8</i>	<i>102,2</i>	<i>119,0</i>	<i>17,3</i>	<i>20%</i>	<i>16,9</i>	<i>17%</i>	<i>34,2</i>	<i>40%</i>
<i>Nuclear</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>	<i>3,4</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>	<i>1,4</i>	<i>70%</i>	<i>1,4</i>	<i>70%</i>
<i>Térmica ⁽⁷⁾</i>	<i>17,4</i>	<i>21,0</i>	<i>22,5</i>	<i>3,6</i>	<i>21%</i>	<i>1,5</i>	<i>7%</i>	<i>5,1</i>	<i>29%</i>
<i>PCH+Biomassa+Eólica</i>	<i>15,3</i>	<i>27,4</i>	<i>38,1</i>	<i>12,1</i>	<i>79%</i>	<i>10,7</i>	<i>39%</i>	<i>22,8</i>	<i>149%</i>
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	104.158	131.946	142.202	32.297	32%	10.256	8%	42.553	43%
Subestações (MVA)	249.601	339.373	352.833	89.772	36%	13.460	4%	103.232	41%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos)	9.295	9.745	9.745	450	5%	0	0%	450	5%

Notas:

(*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional 2012.

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente. Os incrementos negativos acima de 100% num determinado período correspondem a inversões do sentido dos fluxos nesse período.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Inclui o consumo do setor energético e consumo não energético. Não inclui consumo para geração elétrica de serviço público e autoprodução.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos.

(5) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2012, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel, gás industrial. Salienta-se que o incremento de 64% se concentra totalmente no primeiro quinquênio, decorrente da entrada em operação de usinas já autorizadas, entre elas as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O incremento no segundo quinquênio é nulo.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões	
	Período 2013-2022	%
Oferta de Energia Elétrica	260	22,6%
Geração ⁽¹⁾	200	17,4%
Transmissão ⁽²⁾	60	5,2%
Petróleo e Gás Natural	835	72,5%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	625	54,3%
Oferta de Derivados de Petróleo	201	17,5%
- Refino	171	14,9%
- Infraestrutura de transporte	30	2,6%
Oferta de Gás Natural	8	0,7%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	56	4,9%
Etanol - Usinas de produção	48	4,2%
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária	7	0,6%
Biodiesel - Usinas de produção	1	0,1%
TOTAL	1.151	100%

Notas: (1) Inclui 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\$ 1,88 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2011).

Matriz Energética Nacional – 2022

Complementando, apresenta-se a projeção da Matriz Energética Nacional visualizada para o ano final do período decenal (2022).

PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2022

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA															TOTAL	
CONSOLIDADO - 2022 (10³ tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U-235	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEARIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO U-235	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRÓ E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO		ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL
PRODUÇÃO	282.471	68.556	9.602	0	6.859	53.508	28.019	84.193	23.568	556.774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	556.774
IMPORTAÇÃO	14.389	16.862	554	15.929	0	0	0	0	0	47.734	1.892	3.430	11.248	-74	0	11	0	2.145	0	2.831	0	1.290	3.804	1.441	0	28.019	75.753
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	370	0	370	
OFERTA TOTAL	296.859	85.418	10.156	15.929	6.859	53.508	28.019	84.193	23.568	604.508	1.892	3.430	11.248	-74	0	11	0	2.145	0	2.831	0	1.290	3.804	1.811	0	28.389	632.897
EXPORTAÇÃO	-119.579	0	0	0	0	0	0	0	0	-119.579	-14.603	-5.693	0	-1.658	-6.178	-11.515	0	0	0	0	0	-5.046	-975	0	0	-45.668	-165.247
NÃO-APROVEITADA	0	-3.128	0	0	0	0	0	0	0	-3.128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.128
REINJEÇÃO	0	-9.223	0	0	0	0	0	0	0	-9.223	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9.223
OFERTA INTERNA BRUTA	177.281	73.067	10.156	15.929	6.859	53.508	28.019	84.193	23.568	472.578	-12.710	-2.263	11.247	-1.731	-6.178	-11.504	0	2.145	0	2.831	0	-3.756	2.830	1.811	0	-17.279	455.299
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-177.281	-34.580	-4.699	-15.929	-6.859	-53.508	-10.954	-40.759	-14.319	-358.887	82.812	8.413	22.042	11.795	13.835	17.662	2.875	12.449	0	78.395	6.721	29.548	17.244	12.522	597	316.912	-41.975
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-177.281	0	0	0	0	0	0	0	-3.012	-180.292	79.988	8.759	21.413	7.927	16.892	17.662	0	0	0	0	0	0	16.718	10.914	0	180.273	-20
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-8.449	0	0	0	0	0	0	2.451	-5.997	0	0	0	3.636	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.609	0	5.245	-753
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	
COQUERIAS	0	0	0	-15.929	0	0	0	0	0	-15.929	0	0	0	0	0	0	3.415	12.449	0	0	0	0	-1.173	0	597	15.287	-642
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.859	0	0	0	0	-6.859	0	0	0	0	0	0	0	0	6.756	0	0	0	0	0	0	6.756	-103
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-6.747	-4.080	0	0	-51.153	0	0	-6.826	-68.805	-28	-160	0	0	0	0	0	0	-6.756	63.590	0	0	0	0	0	56.646	-12.159
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-18.824	-619	0	0	-2.355	-614	-11.166	-3.896	-37.474	-745	-186	0	0	0	0	-539	0	0	14.805	0	0	-466	0	0	12.869	-24.605
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-10.341	0	0	-10.341	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.721	0	0	0	0	6.721	-3.619
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-29.593	0	-29.593	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29.548	0	0	0	29.548	-44
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-560	0	0	0	0	0	0	-3.037	-3.598	3.598	0	630	232	-3.057	0	0	0	0	0	0	0	2.165	0	0	3.567	-31
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13.708	0	0	0	0	0	-13.708	-13.708
CONSUMO FINAL	0	38.487	5.457	0	0	0	17.065	43.434	9.249	113.691	70.102	6.150	33.290	10.064	7.657	6.158	2.875	14.594	0	67.518	6.721	25.792	20.074	14.333	597	285.925	399.616
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	8.645	0	0	0	0	0	0	0	8.645	0	0	0	0	7.657	8	0	0	0	0	0	1.384	1.867	14.333	407	25.656	34.301
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	29.842	5.457	0	0	0	17.065	43.434	9.249	105.045	70.102	6.150	33.290	10.064	0	6.150	2.875	14.594	0	67.518	6.721	24.408	18.207	0	190	260.269	365.315
SETOR ENERGÉTICO	0	10.308	0	0	0	0	0	22.110	0	32.418	1.818	409	0	26	0	0	373	0	0	8.438	0	0	7.014	0	0	18.079	50.496
RESIDENCIAL	0	684	0	0	0	0	4.625	0	0	5.309	0	0	0	8.202	0	0	0	0	0	15.365	73	0	0	0	0	23.640	28.949
COMERCIAL	0	466	0	0	0	0	75	0	0	541	2	22	0	412	0	0	0	0	0	11.952	86	0	0	0	0	12.474	13.015
PÚBLICO	0	139	0	0	0	0	0	0	0	139	5	8	0	443	0	0	0	0	0	4.673	0	0	0	0	0	5.129	5.268
AGROPECUÁRIO	0	4	0	0	0	0	2.715	0	0	2.718	7.797	91	0	26	0	0	0	0	0	1.969	9	0	0	0	0	9.892	12.610
TRANSPORTES	0	2.178	0	0	0	0	0	0	0	2.178	59.304	2.278	33.290	0	0	6.147	0	0	0	243	0	24.408	0	0	0	125.669	127.847
INDUSTRIAL	0	16.063	5.457	0	0	0	9.650	21.324	9.249	61.742	1.176	3.343	0	954	0	3	2.503	14.594	0	24.879	6.553	0	11.192	0	190	65.388	127.130
AJUSTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Notas: a) Produção esperada de gás natural em função da projeção de processamento em plantas de gás natural; b) A importação de eletricidade corresponde ao montante excedente de Itaipu pertencente ao Paraguai.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
Capítulo I – Premissas básicas	
[1]	ABAL [Associação Brasileira do Alumínio]. Anuário Estatístico 2010. São Paulo: ABAL, 2010.
[2]	ACEA [European Automobile Manufacturers Association]. The Automobile Industry Pocket Guide 2012. Bélgica: ACEA, setembro 2012.
[3]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. Anuário Estatístico 2012. São Paulo: ANFAVEA, 2012.
[4]	BACEN [Banco Central do Brasil]. Relatório de Inflação. Volume 14. Brasília: BACEN, setembro de 2012 ^a .
[5]	BACEN. Relatório de Inflação. Volume 14. Brasília: BACEN, dezembro de 2012 ^b .
[6]	ELETROBRAS [Centrais Elétricas S.A.]/PROCEL [Programa de Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso (ano base 2005). Classe Residencial – Relatório Brasil. Rio de Janeiro: ELETROBRAS/PROCEL, julho de 2007.
[7]	EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Nacional de Energia 2030. Caderno Temático 2. Projeções. Rio de Janeiro: EPE, 2007. Disponível em http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_2.pdf .
[8]	_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (Versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2012a.
[9]	_____. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022). Rio de Janeiro: EPE, 2012b.
[10]	FMI [Fundo Monetário Internacional]. Disponível em < http://www.fmi.org >. Acesso em jan. 2013.
[11]	IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 - Revisão 2008 – Metodologia e Resultados.
[12]	MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. Plano Agrícola e Pecuário 2011-2012. Brasília : MAPA/SPA, 2011.
[13]	SOUZA Jr., J.R.C. Produto Potencial: Conceitos, Métodos de Estimativa e Aplicação à Economia Brasileira. IPEA. Texto para discussão 1.130. Rio de Janeiro, novembro de 2005.
[14]	WSA [World Steel Association]. Steel Statistical Yearbook 2012. Brussels: WSA, 2012.
Capítulo II – Demanda de energia	
[15]	ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Glossário. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/ >. Acesso em: junho. 2009.
[16]	ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. http://www.anfavea.com.br/tabelas.html (acesso em 15/09/2010).
[17]	CNI [Confederação Nacional da Indústria]. Eficiência Energética na Indústria. < http://www.cni.org.br >. Acesso em setembro/2009.
[18]	EPE. Balanço Energético Nacional 2010 – ano base 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2010.
[19]	EPE/ONS. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro, Abr. 2009: EPE/ONS, 2009a
[20]	EPE, 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019 (versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br/default.aspx
[21]	EPE/ONS. 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: EPE/ONS, 2009b
[22]	MME/FDTE [Ministério das Minas e Energia/Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília, 2005.
[23]	Ministério dos Transportes [MT]. Plano Nacional de Logística e Transportes. Apresentação realizada no 11º Transpo-Sul - Feira e Congresso de Transporte e Logística. Brasília, 03 de julho de 2009.
[24]	Ministério dos Transportes e Ministério da Defesa [MD]. Plano Nacional de Logística e Transportes. Relatório Executivo. Disponível em: < http://www.transportes.gov.br/ >. Acesso em: 25 de maio de 2009. MT/MG, 2007.
[25]	MPOG/SOF [Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão/Secretaria de Orçamento Federal]. Projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias – PLDO 2010. Brasília: MPOG/SOF, Abr. 2009.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
Capítulo III – Geração de energia elétrica	
[26]	Relatório de cadastro de usinas de Dezembro/2011 (Eletrobras) – Disponível em: http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMISC2FC9AA3PTBRIE.htm . Acessado em 05/04/2012.
[27]	EPE. Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo – 2011. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-091/2011-r0. Rio de Janeiro, 2011.
[28]	CPAMP. “Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço”, MME (Coordenação), CCEE, ONS, EPE, ANEEL, CEPEL, Brasília, julho 2013
[29]	ANEEL. Audiência Pública ANEEL 086/2013 – disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2013&attIdeFasAud=811&id_are_a=13&attAnoFasAud=2013 . Acessado em 30/08/2013.
[30]	_____. Atualização do Valor para Patamar Único de Custo do Déficit - 2013. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-007/2013-r0. Rio de Janeiro, 2013.
[31]	EPE. Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência – PDE 2021, 2012. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-037/2012-r0. Rio de Janeiro, 2012.
[32]	ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. Plano Anual da Operação Energética – PEN 2012. Rio de Janeiro, 2012.
Capítulo IV – Transmissão de energia elétrica	
[33]	EPE-DEE-RE-036/2011-rev0 – “Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste Frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia”.
[34]	EPE-DEE-RE-063/2011-rev0 – “Ampliação da Interligação Norte/Nordeste – Sudeste para Escoamento da Geração Excedente na Região Nordeste”
[35]	EPE-DEE-RE-003/2012-r0 – “Programa de Expansão da Transmissão – PET ciclo 2012-2016”
[36]	EPE-DEE-RE-004/2012-r0 – “Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP 2017”
[37]	EPE-DEE-RE-005/2012-r0 – “Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste – Relatório R2”
[38]	EPE-DEE-RE-012/2012-r0 – “Análise de Integração das Usinas cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração - “A-3” 2012”
[39]	EPE-DEE-RE-017/2012-r0 – “Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado - Desempenho Dinâmico”
[40]	EPE-DEE-RE-018/2012-r0 – “Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado – Avaliação do Ponto de Chegado do Elo CCAT na Região Sudeste – Desempenho Dinâmico”
[41]	EPE-DEE-RE-020/2012-r0 – “Estudo da SE Jupiá, reforços para alívio de carregamento na transformação 440/138 kV”
[42]	EPE-DEE-NT-026/2012-r0 – “Avaliação da Conexão do Consumidor Brasil Exploração Mineral S.A. – BEMISA no Seccionamento da Linha de Transmissão em 500 kV entre as Subestações São João Piauí e Milagres II”
[43]	EPE-DEE-PT-040_2012-rev0 – “Parecer Técnico sobre o documento Eletrobras – Informe Técnico ETPE – 002/2011 – “Interligação Altamira – Xingu – Análise de Viabilidade Técnica – Revisão 1”, de setembro de 2011”
[44]	EPE-DEE-RE-023_2012-rev1 – “ESTUDO DE ATENDIMENTO A BRASÍLIA - Parte 1 – Atendimento ao Critério N-1; Parte 2 – Atendimento ao Critério N-2
[45]	EPE-DEE-RE-029_2012-rev0 – “Atendimento à Região Norte do Estado do Rio de Janeiro”
[46]	EPE-DEE-RE-030_2012-rev0 – “Estudo de Conexão das Centrais Geradoras Eólicas Vencedoras no A-5 nos Estados do Ceará e Bahia”
[47]	EPE-DEE-RE-031_2012-rev1- “Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina – Região Oeste”
[48]	EPE-DEE-RE-033_2012-rev0 – “Estudos da Reserva Adequada de Potência Reativa para a Região Nordeste”
[49]	EPE-DEE-RE-038_2012-rev0 – “Relatório Plano Quinquenal SP - 2012-2016”
[50]	EPE-DEE-RE-041_2012-rev0 – “Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu - 2015-2029”
[51]	EPE-DEE-RE-046_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento a São Luís 2015-2029”
[52]	EPE-DEE-RE-047_2012-rev1 – “Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia”
[53]	EPE-DEE-RE-049_2012-rev0 – “Estudo do Suprimento via SE Jaru – Integração das Cargas Isoladas da Sub-região de Machadinho do Oeste”

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[54]	EPE-DEE-RE-051_2012-rev0 – “Estudo de Definição da Subestação ara a Instalação do Banco de Autotransformadores Monofásicos 345~230 kV – 500 MVA (3 x 166 MVA), desmobilizado da SE Anhaguera Provisória”
[55]	EPE-DEE-RE-053_2012-rev0 – “Estudo de Suprimento a Região Nordeste do Maranhão e Noroeste do Piauí 2015-2028”
[56]	EPE-DEE-RE-054_2012-rev0 – “Estudo de Suprimento à Região Noroeste do Maranhão - Horizonte 2015/2029”
[57]	EPE-DEE-RE-055_2012-rev1 – “Reforço de Transmissão/Distribuição para os Sistemas de Guanhães e Ipatinga – Região Leste de Minas Gerais
[58]	EPE-DEE-RE-056_2012-rev0 – “Parecer Técnico – Estudo de atendimento a Região Metropolitana de Manaus”
[59]	EPE-DEE-RE-057_2012-rev0 – “Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de Minas Gerais – Complementação”
[60]	EPE-DEE-RE-058_2012-rev0 – “Estudo de Longo Prazo da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)”
[61]	EPE-DEE-RE-063_2012-rev0 – “Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II”
[62]	EPE-DEE-RE-064-2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”
[63]	EPE-DEE-RE-065-2012-rev0 – “Estudo de Suprimento às Cargas da Região de Almeirim no Estado do Pará 2015-2029”
[64]	EPE-DEE-RE-068_2012-rev0 – “Estudo para Definição de Reforços ao Sistema Elétrico do Litoral de São Paulo”
[65]	EPE-DEE-RE-069_2012-rev0 – “Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de compra e de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimento de Geração - “A-3” 2012”
[66]	EPE-DEE-RE-072_2012-rev0 – “Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de compra e de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimento de Geração - “A-5” 2012”
[67]	EPE-DEE-RE-075-2012-rev0 – “Sistema de Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica – Leilão A-5 2012”
[68]	EPE-DEE-RE-077_2012-rev0 – “Atendimento à Região Norte do Estado de Goiás – Itapaci, Águas Lindas e Barro Alto”
[69]	EPE-DEE-RE-083_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região Oeste de Goiás - Firminópolis”
[70]	EPE-DEE-RE-084_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Central de Goiás (Transformadores de fronteira)”
[71]	EPE-DEE-RE-087_2012-rev0 – “Sistema de transmissão em CCAT + 800 kV, ampliação da Interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, para integração da usina de Belo Monte – informações Complementares”
[72]	EPE-DEE-RE-088_2012-rev0 – “Reforços ao Sistema Elétrico de Minas Gerais: Região Leste e Triângulo Mineiro”
[73]	EPE-DEE-RE-090_2012-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região Sul de Goiás”
[74]	EPE-DEE-RE-111_2012-rev0 – “Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará”
[75]	EPE-DEE-RE-123_2012-rev0 – “Estudo de Acesso do Produtor Independente Klabin Celulose – Parecer Técnico”
[76]	EPE-DEE-RE-124_2012-rev0 – “Reavaliação do estudo de atendimento à região nordeste da CPFL Paulista”
[77]	Nota Técnica ONS-EPE - ONS NT-078/2012 – “Critério para Dimensionamento de Unidade Reserva de Transformadores em Subestações Relevantes para o SIN”
[78]	EPE-DEE-RE-001_2013-rev0 – “Estudo de Suprimento a Palmas”
[79]	EPE-DEE-RE-010/2013-rev0 – “Estudo de Acesso das PCHs Fundãozinho, Areado e bandeirante e Conexão da Enersul da Região de Paraíso no Estado do Mato Grosso do Sul”
[80]	EPE-DEE-RE-011/2013-rev0 – “Reforço ao Sistema Elétrico de Minas Gerais: Conselheiro Pena – Parecer Técnico”
[81]	EPE-DEE-RE-012/2013-rev0 – “Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia”
[82]	EPE-DEE-RE-015/2013-rev1 – “Programa de Expansão da Transmissão 2013-2017”
[83]	EPE-DEE-RE-022/2013-rev0 – “Estudo de Atendimento Elétrico a Região de Juazeiro da Bahia

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[84]	EPE-DEE-RE-023/2013-rev0 – “Atendimento ao Sistema Elétrico da região de Goiânia – SE Goiânia Leste”
[85]	EPE-DEE-RE-026/2013-rev0 – “Suprimento à Região do Baixo Araguaia – Mato Grosso”
[86]	EPE-DEE-RE-114/2012-rev1 – “Estudo de Atendimento Elétrico a Região Sudeste do Pará”
Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural	
[87]	ANP. < http://www.anp.gov.br/ >.
[88]	EPE (2012). Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro.
[89]	EPE (2012). Plano Decenal de Energia 2021. Rio de Janeiro.
[90]	BP (2012). <i>BP Statistical Review of World Energy – June 2012</i> . Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >.
[91]	PETROBRAS (2013). Plano de Negócios e Gestão 2013-2017. <i>Apresentação...</i> Rio de Janeiro: [], 19 mar. 2013.
Capítulo VI – Oferta de derivados de petróleo	
[92]	ANP (2000). Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000. Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 ago. 2000. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[93]	ANP (2009). Resolução ANP nº 38, de 9 de dezembro de 2009. Estabelece as especificações de gasolina comercial destinada aos veículos automotores homologados segundo os critérios fixados para a fase L-6 do PROCONVE. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[94]	ANP (2012a). Preços de Produtores. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[95]	ANP (2012b). Despacho ANP nº 584, de 30 de abril de 2012. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 206 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 abr. 2012. Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[96]	ANP (2012c). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2012 (ano-base 2011). Disponível em: http://www.anp.gov.br .
[97]	BRASIL (2002). Ministério do Meio Ambiente (MMA). Resolução CONAMA nº 315, de 29 de outubro de 2002. Dispõe sobre a nova etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares – PROCONVE. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 nov. 2002. Disponível em: http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm .
[98]	BRASIL (2008). Acordo para compensação pelo não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.
[99]	BRASIL (2012). Projetos em andamento do PAC. Ministério de Minas e Energia (MME). Out. 2012
[100]	BRASIL (2013). Projetos em andamento do PAC. Ministério de Minas e Energia (MME). Mar. 2013
[101]	ESMAP (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis. Energy Sector Management Assistance Programme. Washington/The World Bank Group.
[102]	PETROBRAS (2002). Risk factors. Prospectus supplement (to prospectus dated August 14, 2002), Morgan Stanley, Bear Stearns, 19-32.
[103]	PETROBRAS (2007). Fato Relevante: Análise da área de TUPI. Rio de Janeiro: Petrobras. Disponível em: http://www.petrobras.com.br . Acessado em: 28/01/2008.
[104]	PETROBRAS (2010). Desafios do Mercado de Diesel, Workshop Diesel S-10. Universidade da Petrobras. Set. 2010.
[105]	PETROBRAS (2012). Abastecimento Corporativo. Gerência de Relacionamento Externo.
[106]	PETROBRAS (2013). Plano de Negócios e Gestão 2013-2017. <i>Apresentação...</i> Rio de Janeiro: [], 19 mar. 2013.
[107]	SANTOS, C.; SCHÜFFNER, C. (2012) Garantias da PDVSA não convencem BNDES. <i>Valor Econômico</i> , Rio de Janeiro, 20 jan. 2012. Disponível em: < https://conteudoclipppingmp.planejamento.gov.br/cadastros/noticias/2012/1/20/garantias-da-pdvsa-nao-convencem-bndes >. Acesso em: 24/04/2012.
[108]	RIO DE JANEIRO (2012). Governo do Estado do Rio de Janeiro. Poder Executivo. Decreto nº 43.892 de 15 de outubro de 2012. Declara de utilidade pública e de interesse social, para fins de desapropriação, o imóvel que menciona, situado no município do Rio de Janeiro. Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro. Ano XXXVIII – Nº 192 – Parte I. Rio de Janeiro, RJ, 16 out. 2012.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[109]	TRANSPETRO (2007). Apresentação dos novos projetos em terminais e oleodutos. Nov. 2007.
[110]	TRANSPETRO (2013). Acordo para Intercâmbio e Cooperação Técnica entre EPE e Transpetro.
Capítulo VII – Oferta de gás natural	
[111]	BP (2012). <i>BP Statistical Review of World Energy – June 2012</i> . Disponível em: < http://www.bp.com/statisticalreview >. Acesso em: 12 mar. 2013.
[112]	CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, (2012). <i>2012 Natural Gas Markets Trends – in support of the 2012 Integrated Energy Policy Report Update</i> . California Energy Commission Staff Report, CEC-200-2012-004, may 2012.
[113]	EIA. [Energy Information Administration], (2013a?). <i>Annual Energy Outlook 2013</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/ >. Acessado em:.
[114]	EIA (2013b?). <i>Annual Energy Outlook 2013 – Early Release Overview</i> . U.S. Energy Information Administration. Disponível em: < http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er >. Acessado em: 12 mar. 2013.
[115]	IEA. International Energy Agency, (2012). <i>World Energy Outlook 2012</i> . International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
[116]	MILLER, K. D.; CHEVALIER, M. T.; LEAVENS, J., (2010). <i>The Role of WTI as a Crude Oil Benchmark</i> . Purvin & Gertz Inc. January 2010. Disponível em: < http://www.cmegroup.com/trading/energy/files/PurvinGertz_WTI_Benchmark_Study.pdf >. Acesso em: 10 ago. 2012.
[117]	MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2012). <i>Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural</i> . Dez/2012. Disponível em: < http://www.mme.gov.br >. Acesso em: 13 mar. 2013.
[118]	NERA, (2012). <i>Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States</i> . NERA Economic Consulting, Washington D.C. Disponível em: < http://energy.gov/fe/downloads/lng-export-study-related-documents >. Acesso em: 10 ago. 2012.
[119]	PLATTS, (2012). Price Assessments and Indices. <i>The McGraw-Hill Companies</i> . Disponível em: < http://www.platts.com >.
[120]	RUESTER, S. (2010). <i>LNG v. Unconventional Gas Sources In North America</i> . EU Energy Policy Blog, February, 2010. Disponível em: < http://www.enrpolityblog.com/2010/02/02/lng-v-unconventional-gas-sources-in-north-america/ >. Acessado em: 26 fev. 2011.
Capítulo VIII – Oferta de biocombustíveis	
[121]	ALL [América Latina Logística] (2011). ALL começa o transporte de biodiesel. Disponível em: < http://ri.all-logistica.com/all/web/conteudo_pti.asp?idioma=0&tipo=27244&conta=45&id=137250&img=27441 >. Acesso em: 08/09/2011.
[122]	ANP (2011). Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em < http://www.anp.gov.br/?pg=58737&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1324649518963 >. Acesso em 27/10/2011.
[123]	ANP (2011). Boletim Mensal do Biodiesel de Outubro. Disponível em < http://www.anp.gov.br >. Acesso em 20/11/2011.
[124]	BNDES – Edital do Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS. Disponível em: < http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Inovacao/paiss/ >
[125]	BTP – Brasil Terminal Portuário, 2011. BTP, braço da Europe Terminal, anuncia investimento de R\$ 1,6 bi em Santos. Disponível em: < http://www.braporto.com.br/index_noticias3.htm >. Acesso em 03/10/2010.
[126]	CODESP - Companhia Docas do Estado de São Paulo, 2010. Terminais vão investir R\$ 75 mi na Ilha Barnabé. Disponível em: < http://www.portodesantos.com.br/clipping.php?idClipping=14805 >. Acesso em 05/11/2010.
[127]	COGEN, 2009 “Bioeletricidade – Reduzindo Emissões & Agregando Valor ao Sistema Elétrico”. Disponível em < http://www.cogen.com.br/workshop/2009/Bioeletricidade_Agregando_valor_Matriz_Eletrica_03jun2009.pdf >. Acesso em 14/09/2009.
[128]	CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento, 2012. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar - safra 2012/2013 - Primeiro Levantamento. Disponível em: < http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/12_04_10_09_19_04_boletim_de_cana.pdf >. Acesso em 16/04/2012.
[129]	CONAB (2012b). Comunicação Pessoal.
[130]	Consulcana, 2011. Comunicação Pessoal.
[131]	COPERSUCAR (2012). Copersucar e Eco-Energy juntam suas operações para criar a maior comercializadora de etanol do mundo. Disponível em: < http://www.copersucar.com.br/pdf/121105_pressrelease_copersucar_e_eco_energy.pdf >. Acesso em 07/11/2012.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[132]	CORRÊA NETO, V., 2001, Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural, Tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
[133]	Cortez, Luís. Can Brazil Replace 5% of World Demand of Gasoline in 2025? Global Sustainable BioenergyLatin American Convention. São Paulo-Brazil, 23/03/2010.
[134]	Custos de Produção Agroindustrial Cana, Açúcar e Etanol: Safra 2010/2011. Publicada em setembro de 2011. Disponível em: < http://pecege.dyndns.org:8080/index.php >. Acesso em 12/12/2011>.
[135]	DATAGRO – Consultoria de Etanol e Açúcar. Estimativa Balanço Oferta/Demanda – safra 2011/2012. 12ª estimativa. < www.datagro.com.br >.
[136]	DATAGRO – Consultoria de Etanol e Açúcar. Informativo Reservado quinzenal sobre a indústria sucroalcooleira. Ano 2011, número 02 página 4. < www.datagro.com.br >
[137]	EBB – European Biodiesel Board, 2011. Statistics. The EU Biodiesel Industry. Disponível em < http://www.ebb-eu.org/stats.php >. Acesso em 29/11/2011.
[138]	EIA/DOE, 2011. Annual Energy Outlook 2011. Disponível em < http://www.eia.gov/AC60C2C0-E199-46CC-9A10-52A775B5DFC9/FinalDownload/DownloadId-D9AF22EE4589661E86B2C03F58BB040B/AC60C2C0-E199-46CC-9A10-52A775B5DFC9/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf > Acesso em 01/09/2011.
[139]	EIA/DOE, 2012. Independent Statistics and Analysis. Disponível em < http://www.eia.gov/emeu/mer/renew.html >. Acesso em 15/01/2012.
[140]	Embraport, 2011. Disponível em: < http://www.terminalembaport.com.br/por/o-projeto >. Acesso em 04/10/2010.
[141]	EPA, 2010. EPA Grants E15 Waiver for Newer Vehicles – A new label for E15 is being proposed to help ensure consumers use the correct fuel. Disponível em < http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/0/BF822DBEC29C0DC852577BB005BAC0F >. Acesso em 29/10/2010.
[142]	EPA, 2011. EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards. Disponível em < http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/documents/420f11044.pdf >. Acesso em 22/12/2011.
[143]	EPA, 2010. Regulation of Fuels and Fuel Additives: Changes to Renewable Fuel Standard; Final Rule. Disponível em < http://www.epa.gov/oms/renewablefuels/rfs-finalrule.pdf >. Acesso em 30/06/2010.
[144]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Informe Técnico – Análise da Geração Verificada das Usinas a Biomassa 2008 – 2011. Disponível em: http://epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/EPE_DEE_IT_059_2012.pdf . Acesso em 25 jan. 2013
[145]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2010. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[146]	EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2008. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.
[147]	EQUIPAV, 2009 “Estudo de Caso: Reconhecimento Global da Tecnologia de Cogeração Empregada no Brasil”. Palestra proferida no evento Cogeneration Brazil 2009, São Paulo 22/09/2009.
[148]	EUA, 2007. Energy Independence and Security Act of 2007. 19 Dez 2007. Disponível em < http://www.govtrack.us/congress/billtext.xpd?bill=h110-6 >. Acesso em 21/12/2007.
[149]	EUA, 2008. The Food, Conservation and Energy Act of 2008. 22 Mai 2008. Disponível em < http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=110_cong_bills&docid=f:h2419enr.txt.pdf >. Acesso em 31/05/2008.
[150]	EUROSERVER, 2011. Biofuels Barometer. Disponível em < http://www.euroserv-er.org/downloads.asp >. Acessado em 21/11/2011.
[151]	F.O.LICHT, 2009. World Ethanol Markets. The Outlook to 2020.
[152]	IEA - International Energy Agency, 2004. Biofuels for transport – an international perspective. Disponível em: < http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf >. Acesso em 23/10/2006.
[153]	GRFA - Global Renewable Fuels Alliance, 2011. Global Ethanol Production to Reach 88.7 Billion Litres in 2011. Disponível em < http://www.globalrfa.org/pr_021111.php >. Acesso em 30/11/2011
[154]	LIMA, Aroldo B.R. (Agência Nacional do Petróleo). Resolução ANP nº 67, de 9.12.2011. Disponível em: < http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu >. Acesso em 12/12/2011.
[155]	Logum Logística S.A., 2011. Disponível em: < http://www.logum.com.br/php/index.php >. Acesso em 13/02/2012.
[156]	GUIMARAES, Luiz Felipe da Silva, 2011. ALL no mercado de Etanol. Ethanol Summit, 2011. de Janeiro, 6 e 7 de junho de 2011. Acesso em 16/08/2011.
[157]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2011. Projeções do Agronegócio Brasil 2010/11 a 2020/21. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/ministerio/gestao-estrategica/projecoes-do-agronegocio . Acesso em 20/06/2011.
[158]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2011. Relação das Unidades Produtoras Cadastradas no Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Posição 01/11/2011. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/Usinas%20e%20Destilarias%20Cadastradas/DADOS_PRODUTORES_01_11_2011.pdf . Acesso em 03/11/2010.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[159]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2011. Comunicação Pessoal
[160]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2012. Notícias. Governo lança plano para a expansão da oferta de cana. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/vegetal/noticias/2012/02/governo-lanca-plano-para-a-expansao-da-oferta-de-cana . Acesso em 19/04/2012.
[161]	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/SECEX/Aliceweb, 2011. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações Brasileiras. Disponível em: http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br . Acesso em 15/01/2012.
[162]	ODEBRECHT, 2011. Disponível em: http://www.eth.com/index.cfm/8/pt/Polos_Produtivo . Acesso em 06/06/2011.
[163]	PECEGE, 2011. Custos de Produção Agroindustrial Cana, Açúcar e Etanol: Safra 2010/2011. Publicada em setembro de 2011. Disponível em: http://pecege.dyndns.org:8080/index.php . Acesso em 12/12/2011
[164]	PECEGE, 2012. Custos de Produção Agroindustrial Cana-de-açúcar, Açúcar e Etanol no Brasil: Acompanhamento da safra 2011/2012 Centro-Sul. Comunicação Pessoal.
[165]	PORTAL EXAME, 2009. Petrobras inicia produção de combustível E3 no Japão. Notícia. Disponível em: http://portalexame.abril.com.br/ae/economia/petrobras-inicia-producao-combustivel-e3-japao-293379.shtml . Acesso em 05/05/2009.
[166]	PERRUPATO, Maurício, 2010. Competitividade entre os Setores Ferroviário e Rodoviário para a Distribuição de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis. 5º Seminário de Brasileiro de Logística de Distribuição de Combustíveis. Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010. Acesso em 01/11/2010.
[167]	Petrobras, Mitsui e Camargo Correa – PMCC, 2010. Desafios da Logística – Rio Oil & Gas, 2010. Comunicação pessoal. Acesso em 04/10/2010.
[168]	Planalto, 2011. Dilma lança pedra fundamental do Estaleiro Rio Tietê e assina protocolo de intenções para investimentos na Hidrovia Tietê-Paraná. Disponível em: http://www2.planalto.gov.br/imprensa/releases/presidenta-dilma-lanca-pedra-fundamental-do-estaleiro-rio-tiete-e-assina-protocolo-de-intencoes-para-investimentos-na-hidrovia-tiete-parana . Acesso em 13/09/2011.
[169]	Ramos, Mauro Augusto, 2010. Ferrovias do Brasil. 5º Seminário de Brasileiro de Logística de Distribuição de Combustíveis. Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010. Acesso em 01/11/2010.
[170]	Revista do Canavieiro. O Avanço do Plantio Mecanizado. Publicada em maio de 2007. Disponível em: http://www.revistacanavieiros.com.br/canavieiro/ed11ma07.pdf . Acesso em 02/07/2010.
[171]	RFA - Renewable Fuels Association, 2012. Industry Statistics. Disponível em: http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics . Acesso em 30/01/2012.
[172]	Secretaria de Portos, 2011. Disponível em: http://www.portosdobrasil.gov.br/sobre-a-sep . Acesso em 03/10/2010.
[173]	UDOP - União dos Produtores de Bioenergia, 2011. Homepage. Disponível em www.udop.com.br . Acesso em 04/07/2011.
[174]	UE – União Europeia, 2008. EP seals climate change package. PARLAMENTO EUROPEU, 17 Dez 2008. Disponível em http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+IM-PRESS+20081208BKG4400+4+0+DOC+PDF+V0//EN&language=EN . Acesso em 04/07/2010.
[175]	UE – União Europeia, 2008a. More Sustainable Energy in Road Transport Targets. PARLAMENTO EUROPEU, 11 Set 2008. Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20080909IPR36658/20080909IPR36658_en.pdf . Acesso em 04/07/2010.
[176]	UE – União Europeia, 2009. Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23/04/2009. Disponível em http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF . Acesso em 04/07/2010.
[177]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2011. Comunicação Pessoal.
[178]	UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2011. Etanol brasileiro terá livre acesso aos EUA em 2012 depois de mais de 30 anos de protecionismo. Press release. Disponível em ">http://unica.com.br/releases/show.asp?rlsCode={3A5655F1-71AB-4C50-A75D-DB45213DF553}> . Acesso em 26/12/2011.
[179]	Unicamp – Universidade Estadual de Campinas, 2010. Boletim Inovação Sygenta. Publicação em fevereiro de 2010. Disponível em: http://www.inovacao.unicamp.br/report/news-curtissimas100222.php . Acesso em 10/07/2010.
[180]	VALE, 2011. Comunicação pessoal.
[181]	VALOR, 2010. Petrobras fornecerá etanol para Toyota Tsusho Corp por 10 anos. Disponível em http://www.valoronline.com.br/online/petrobras/4426/330035/petrobras-fornecera-etanol-para-toyota-tsusho-corp-por-10-anos . Acesso em 29/10/2010.
[182]	WHITE HOUSE, 2010. The President Signs the Tax Cut & Unemployment Insurance Compromise. Disponível em http://www.whitehouse.gov/blog/2010/12/17/president-signs-tax-cut-unemployment-insurance-compromise-some-good-news-american-pe . Acesso em 28/12/2010.

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[183]	ANEEL. Programa de Eficiência Energética. Disponível no site: http://www.aneel.gov.br . Acesso em jan.2013 (2012)
[184]	ANEEL . ANEEL aprova regras para facilitar a geração de energia nas unidades consumidoras. Notícia de 17/04/2012, disponível no site: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticia.cfm?Identidade=5457&id_area=90 . 2012b
[185]	ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1. Resolução Normativa nº 517/2012. 14/12/2012a
[186]	ELETROBRÁS/PROCEL. Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil, Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso, ano base 2005, Classe Residencial, Relatório Brasil, Rio de Janeiro, 2007.
[187]	EPE (2013). Nota Técnica EPE: Projeções da Demanda de Energia Elétrica – 10 anos (2013-2022). Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf . Rio de Janeiro, RJ.
[188]	EPE. Balanço Energético Nacional 2012 – Resultados Preliminares ano base 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
[189]	IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System. Paris (França).
[190]	INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. Eficiência Energética - Programa Brasileiro de Etiquetagem. Disponível em < http://www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp > Acesso em jan. 2013.
[191]	MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.
[192]	WIGINTON, L.K. et al. (2010): Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. In: Computers, Environment and Urban Systems, Volume 34, Edição 4, páginas 345–357.
Capítulo X – Aspectos socioambientais	
[193]	ABRAMOVAY, R. et al. O acesso dos agricultores familiares aos mercados de biodiesel: parcerias entre grandes empresas e movimentos sociais. Conferência da Associação Internacional de Economia Alimentar e Agroindustrial AIEA2, Londrina. 2007.
[194]	ALMEIDA, José Renato F. <i>Oportunidades e Desafios do Setor até 2020</i> . 8º Encontro Nacional do Prominp. 2011.
[195]	AMORIM, Henrique V. <i>A Chave para Melhorar a Fermentação</i> . 6º Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Agroindústria Sucroalcooleira - SIMTEC. Disponível em: < http://www.simtec.com.br/palestras/simtec.html >. Acesso em nov 2009.
[196]	ANA - Agência Nacional de águas. <i>Manual de Conservação e Reuso da Água na Agroindústria Sucroenergética</i> . Coordenação André Elia Neto. Disponível em: < http://www.ana.gov.br >. Acesso em dez 2009.
[197]	ANEEL. <i>Resultado das Licitações de Linhas de Transmissão</i> . Disponível em < http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=58&idPerfil=5 >. Acesso em novembro 2012.
[198]	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis <i>Boletim Mensal de Biodiesel – janeiro a dezembro de 2011</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em fevereiro 2013.
[199]	_____. <i>Boletim Mensal de Biodiesel – janeiro a dezembro de 2012</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em fevereiro 2013.
[200]	_____. <i>Resultados dos Leilões de Biodiesel</i> . Disponível em: < http://www.anp.gov.br >. Acesso em fevereiro 2013.
[201]	ATALA, Daniel I. P.; MAUGERI FILHO, Francisco. <i>Processo Fermentativo Extrativo à Vácuo para Produção de Etanol</i> . Unicamp. São Paulo. 2005. Disponível em: < http://www.cori.unicamp.br/foruns/agro/evento13/daniel.ppt >
[202]	BRASIL. <i>Lei nº 12.187</i> , de 29 de dezembro de 2009.
[203]	_____. <i>Decreto nº 7.390</i> , de 09 de dezembro de 2010.
[204]	CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. <i>Norma Técnica CETESB – P 4.231 de janeiro de 2005</i> . Vinhaça - Critérios e Procedimentos para Aplicação no Solo Agrícola.
[205]	EMBRAPA SOLOS. Zoneamento Agroecológico da Cana-de-açúcar. Rio de Janeiro. 2009.
[206]	EMBRAPA. <i>I Workshop do Programa de Produção Sustentável de Palma-de-óleo no Brasil</i> . Disponível em: < http://palmadeoleo.cpatu.embrapa.br >. Acesso em março 2013.
[207]	EPE – Empresa de Pesquisa Energética. <i>Metodologia para avaliação processual de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >
[208]	_____. <i>Metodologia para avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >
[209]	_____. <i>Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada</i> . Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br >

Nº	REFERÊNCIA - TÍTULO
[210]	IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. <i>Levantamento Sistemático da Produção Agrícola</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em dez 2012.
[211]	_____. <i>Produção Agrícola Municipal 2011</i> . Disponível em: < http://www.ibge.gov.br >. Acesso em dez 2012
[212]	IEA/SP - Instituto de Economia Agrícola. <i>Banco de Dados: mão de obra e produtividade na colheita</i> . Disponível em < http://www.iea.sp.gov.br/out/bancodedados.html >. Acesso em janeiro 2013.
[213]	IEA – International Energy Agency. <i>IEA Statistics: CO₂ Emissions from fuel combustion</i> - Highlights. 2011.
[214]	INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. <i>Monitoramento da cana-de-açúcar via imagens de satélite - CANASAT</i> . 2012
[215]	_____. <i>Monitoramento da cana-de-açúcar via imagens de satélite - CANASAT</i> . 2012
[216]	IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories</i> . 1996. Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[217]	_____. <i>IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2 – Energy</i> . 2006. Disponível em < http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp >
[218]	MACEDO, Isaias C.; SEABRA, Joaquim E.A.; SILVA, João E.A.R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. Science Direct. 2008.
[219]	MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. <i>Integração Lavoura-pecuária: Cartilha do produtor</i> . Abril de 2007.
[220]	MDA - Ministério do Desenvolvimento Agrário. Secretaria de Agricultura Familiar – SAF, Departamento de Geração de Renda e Agregação de Valor. <i>Comunicação pessoal</i> . 2011.
[221]	MCT- Ministério da Ciência e Tecnologia. 2ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2010.
[222]	MDIC. <i>Plataforma Aliceweb2 – exportação de glicerina de 2011 a 2013</i> . Disponível em: < http://alicerweb2.mdic.gov.br/ >. Acesso em mar 2013.
[223]	MMA/MME – Ministério do Meio Ambiente / Ministério de Minas e Energia. <i>Guia para o licenciamento ambiental: atividades de exploração de petróleo e gás</i> . 9ª Rodada de Licitações. 2007.
[224]	MME - Ministério de Minas e Energia. <i>59ª Edição do Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis – referente a dezembro de 2012</i> . Disponível em: < http://www.mme.gov.br > Acesso em jan 2013.
[225]	_____. Portaria nº 476, de 15 de agosto de 2012.
[226]	MTE – Ministério do Trabalho e Emprego. <i>Relação Anual de Informações Sociais – RAIS</i> . 2012. Disponível em < http://www.rais.gov.br/download.asp >.
[227]	OLIVÉRIO, J. L.; BOSCARIOL F.; PEREIRA CÉSAR, A. R.; GURGEL, M. N. A.; MANTELATTO, P. E.; YAMAKAWA, C. K. <i>Water Production Plant</i> . Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol., vol. 27, 2010. Disponível em: < http://www.dedini.com.br >. Acesso em jul 2011.
[228]	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. <i>Plano de Ampliações e Reforços – PAR 2012 – 2014</i> . Disponível em < http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/plano_ampliacao.aspx >. Acesso em novembro 2012.
[229]	REVISTA QUÍMICA E DERIVADOS. Crescimento do biodiesel provoca inundação no mercado de glicerina, incentivando a descobrir novas aplicações. Edição nº 487, julho de 2009.
[230]	SÃO PAULO. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. <i>Resolução nº 067</i> , de 18 de setembro de 2008.
[231]	SECRETARIA GERAL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. <i>Resolução nº 01 de 23 de maio de 2012</i> . Dispõe sobre o mecanismo de reconhecimento de empresas que aderirem ao Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar e cumprirem as práticas empresariais nele contidas.
[232]	TIBURCIO, Breno Aragão. <i>Atores sociais, agricultura familiar e desenvolvimento territorial: uma análise do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel</i> . UFRJ. Tese de doutorado. 2011.
[233]	UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. <i>Clarifications on the consideration of national and/or sectoral policies and circumstances in baseline scenarios</i> . Executive Board Decision nº 22, Annex 3.
[234]	WRI - World Resources Institute. <i>Climate Analysis Indicators Tools</i> – versão 7.0. 2010. Disponível em < http://cait.wri.org >. Acesso em jun 2012.

LISTA DE TABELAS**Capítulo I**

<i>Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período).....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 2 – Principais variáveis exógenas do cenário de referência (médias no período).....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 3 – Investimento e PIB (taxas médias no período).....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 4 – Indicadores econômicos do setor público (médias no período)</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 5 – Indicadores econômicos do setor externo (médias no período).....</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 6 – Evolução do preço do petróleo tipo Brent (médias no período).....</i>	<i>23</i>
<i>Tabela 7 – Brasil e Regiões: Projeção da população total residente</i>	<i>24</i>
<i>Tabela 8 – Brasil e Regiões: Projeção do número de domicílios</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 9 – PIB: Participação Setorial Relativa</i>	<i>29</i>
<i>Tabela 10 – Grandes consumidores industriais: produção física.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 11 – Consumo total de eletricidade</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 12 – Posse média de equipamentos.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 13 – Consumo médio do estoque de equipamentos</i>	<i>32</i>

Capítulo II

<i>Tabela 14 – Economia e consumo final energético</i>	<i>38</i>
<i>Tabela 15 – Consumo final energético e participação por fonte</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 16 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 17 – Consumo de eletricidade na rede por classe</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 18 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema</i>	<i>43</i>
<i>Tabela 19 – SIN e subsistemas: índice de perdas.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 20 – SIN e subsistemas: carga de energia.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 21 – SIN e subsistemas: carga de demanda instantânea</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 22 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 23 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo diesel.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 24 – Brasil e Regiões: Demanda de GLP.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 25 – Demanda de gasolina “A”</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 26 – Brasil e Regiões: Demanda de gasolina “C”</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 27 – Brasil e Regiões: Demanda de QAV.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 28 – Demanda de óleo combustível e de outros secundários de petróleo.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 29 – Brasil e Regiões: Demanda de óleo combustível.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 30 – Brasil e Regiões: Demanda de “outros derivados de petróleo”</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 31 – Demanda de produtos não-energéticos de petróleo</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 32 – Brasil e Regiões: Demanda total de produtos não-energéticos de petróleo.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 33 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 34 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 35 – Brasil e Regiões: Demanda obrigatória de biodiesel.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 36 – Demanda de bagaço de cana-de-açúcar</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 37 – Brasil e Regiões: Número de domicílios que utilizam lenha.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 38 – Brasil e Regiões: Demanda de lenha</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 39 – Demanda de carvão vegetal</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 40 – Demanda de carvão mineral e coque</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 41 – Consumo final de energia por fonte e setor.....</i>	<i>70</i>

Capítulo III

<i>Tabela 42 – Capacidade instalada em 30/06/2012 nos sistemas isolados</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 43 – Expansão de biomassa, PCH e eólica contratada e em construção de 2013 a 2018</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 44 – Expansão hidrotérmica contratada e em construção de 2013 a 2018</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 45 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2018 a 2022</i>	<i>85</i>
<i>Tabela 46 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 47 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração</i>	<i>99</i>
<i>Tabela 48 – Principais expansões ou antecipação das interligações.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 49 – Estimativa de investimentos em geração de energia</i>	<i>125</i>

Capítulo IV

<i>Tabela 50 – Empreendimentos para atender os critérios diferenciados – Rede Básica e DIT</i>	<i>149</i>
--	------------

Tabela 51 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Pará.....	152
Tabela 52 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pará	153
Tabela 53 – Linhas de transmissão previstas – Rede Básica - Maranhão	156
Tabela 54 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Maranhão.....	156
Tabela 55 – Linhas de Transmissão previstas – Rede Básica – Tocantins	157
Tabela 56 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Tocantins	158
Tabela 57 – Linhas de transmissão previstas – Amazonas - Rede Básica.....	159
Tabela 58 – Subestações previstas – Rede Básica – Amazonas.....	159
Tabela 59 – Linhas de transmissão previstas - Rede Básica – Amapá.....	161
Tabela 60 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Amapá	161
Tabela 61 – Linhas de transmissão previstas – Roraima - Rede Básica.....	163
Tabela 62 – Subestações previstas – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Roraima	163
Tabela 63 – Programa de obras – linhas de transmissão - Piauí.....	166
Tabela 64 – Programa de obras – subestações - Piauí	166
Tabela 65 – Programa de obras – linhas de transmissão – Rede Básica - Ceará	168
Tabela 66 – Programa de obras – subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Ceará	168
Tabela 67 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Norte.....	170
Tabela 68 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Norte	171
Tabela 69 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraíba	172
Tabela 70 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraíba	173
Tabela 71 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Pernambuco	174
Tabela 72 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Pernambuco	175
Tabela 73 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Alagoas.....	176
Tabela 74 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Alagoas.....	176
Tabela 75 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Sergipe.....	178
Tabela 76 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Sergipe.....	178
Tabela 77 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Bahia.....	180
Tabela 78 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Bahia	180
Tabela 79 – Programa de – Linhas de Transmissão – Rede Básica - São Paulo.....	184
Tabela 80 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - São Paulo	185
Tabela 81 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Minas Gerais	188
Tabela 82 – Programa de obras – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Minas Gerais.....	188
Tabela 83 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Espírito Santo.....	190
Tabela 84 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Espírito Santo	191
Tabela 85 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio de Janeiro	192
Tabela 86 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica – Rede Básica de Fronteira – Rio de Janeiro	192
Tabela 87 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica - Goiás e Distrito Federal	196
Tabela 88 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Goiás e Distrito Federal.....	196
Tabela 89 – Programa de obras – Linhas de transmissão Rede Básica – Mato Grosso.....	198
Tabela 90 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso.....	198
Tabela 91 – Programa de obras obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Acre e Rondônia	200
Tabela 92 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Acre e Rondônia ...	200
Tabela 93 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Rio Grande do Sul.....	203
Tabela 94 – Programa de obras - Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira - Rio Grande do Sul..	204
Tabela 95 – Programa obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica - Santa Catarina	207
Tabela 96 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Santa Catarina.....	207
Tabela 97 – Programa de obras - Linhas de Transmissão – Rede Básica – Paraná.....	209
Tabela 98 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Paraná	209
Tabela 99 – Programa de obras – Linhas de Transmissão – Rede Básica – Mato Grosso do Sul	211
Tabela 100 – Programa de obras – Subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Mato Grosso do Sul	211
Tabela 101 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Linhas de transmissão (km)	212
Tabela 102 – SIN: Estimativa da evolução física do sistema de transmissão - Transformação (MVA)	213
Tabela 103 – Tarifas de carga	219

Capítulo V

Tabela 104 – Produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos.....	224
--	-----

<i>Tabela 105 – Produção bruta potencial de gás natural, por nível de incerteza dos recursos</i>	<i>225</i>
<i>Tabela 106 – Produção bruta potencial de gás natural, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas (reservas e contingentes).....</i>	<i>226</i>
<i>Tabela 107 – Produção líquida potencial de gás natural</i>	<i>226</i>
<i>Tabela 108 – Produção de petróleo, a partir de recursos descobertos em áreas contratadas, classificada por tipo</i>	<i>226</i>
<i>Tabela 109 – Produção de petróleo, a partir de recursos não descobertos em áreas contratadas, classificada por tipo</i>	<i>227</i>
<i>Tabela 110 – Produção de petróleo em áreas contratadas, a partir da localização e nível de incerteza dos recursos</i>	<i>227</i>
<i>Tabela 111 – Produção bruta potencial de gás natural, classificada por tipo e nível de incerteza de recursos, em áreas contratadas.....</i>	<i>227</i>
<i>Tabela 112 – Produção bruta potencial de gás natural em áreas contratadas, a partir da localização e nível de incerteza dos recursos</i>	<i>228</i>
<i>Tabela 113 – Evolução da reserva provada e da R/P do petróleo nacional</i>	<i>228</i>
<i>Tabela 114 – Evolução da reserva provada e da R/P do gás natural</i>	<i>229</i>
<i>Tabela 115 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil.....</i>	<i>231</i>
<i>Tabela 116 – Previsão de entrada de novas FPSOs.</i>	<i>232</i>

Capítulo VI

<i>Tabela 117 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo</i>	<i>236</i>
<i>Tabela 118 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....</i>	<i>238</i>
<i>Tabela 119 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo</i>	<i>240</i>
<i>Tabela 120 – Demanda nacional de derivados.....</i>	<i>243</i>
<i>Tabela 121 – Capacidade adicional de unidades de processo no parque de refino atual</i>	<i>245</i>
<i>Tabela 122 – Investimentos programados nas refinarias existentes e em novas plantas</i>	<i>247</i>
<i>Tabela 123 – Capacidade nominal de refino em 2022</i>	<i>248</i>
<i>Tabela 124 – Balanço dos principais derivados de petróleo.....</i>	<i>249</i>
<i>Tabela 125 – Balanço Nacional de Petróleo.....</i>	<i>255</i>
<i>Tabela 126 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função</i>	<i>259</i>
<i>Tabela 127 – Capacidade de armazenamento de petróleo e seus derivados em terminais.....</i>	<i>259</i>
<i>Tabela 128 – Capacidade de armazenamento de derivados em bases de distribuição</i>	<i>260</i>
<i>Tabela 129 – Frota de navios da Transpetro</i>	<i>260</i>
<i>Tabela 130 – Previsão de Importação de Gasolina</i>	<i>261</i>
<i>Tabela 131 – Exportações totais previstas para 2021</i>	<i>262</i>
<i>Tabela 132 – Investimentos do Grupo Petrobras em navios, dutos e terminais</i>	<i>262</i>
<i>Tabela 133 – Navios do PROMEF já encomendados</i>	<i>266</i>
<i>Tabela 134 – Investimentos no poliduto Araucária (PR) – Cuiabá (MT).....</i>	<i>267</i>

Capítulo VII

<i>Tabela 135 – Cálculo netback de preços médios de GNL para o ano de 2018 – Bacia do Atlântico.....</i>	<i>273</i>
<i>Tabela 136 – Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL</i>	<i>273</i>
<i>Tabela 137 – Projeção de preços do gás natural: hipótese de competitividade de 85% com o OC ATE.....</i>	<i>276</i>
<i>Tabela 138 – Estimativa de investimentos</i>	<i>292</i>

Capítulo VIII

<i>Tabela 139 – Projeção de produção brasileira de açúcar.....</i>	<i>299</i>
<i>Tabela 140 – Estimativa de usinas e destilarias para o período 2013 - 2022.....</i>	<i>304</i>
<i>Tabela 141 – Investimento médio para construção de novas unidades produtoras</i>	<i>305</i>
<i>Tabela 142 – Comparação entre os modais</i>	<i>306</i>
<i>Tabela 143 – Resumo dos investimentos previstos</i>	<i>307</i>
<i>Tabela 144 – Movimentação de combustíveis líquidos por ferrovias.....</i>	<i>308</i>
<i>Tabela 145 – Características dos principais portos para etanol.....</i>	<i>309</i>
<i>Tabela 146 – Consumo regionalizado de biodiesel.....</i>	<i>311</i>
<i>Tabela 147 – Resultado dos leilões de compra de biodiesel pela ANP</i>	<i>312</i>
<i>Tabela 148 – Resultados do 28º leilão</i>	<i>312</i>
<i>Tabela 149 – Capacidade instalada de processamento de biodiesel</i>	<i>314</i>
<i>Tabela 150 – Capacidade de processamento e consumo obrigatório de biodiesel.....</i>	<i>315</i>
<i>Tabela 151 – Energia do bagaço de cana comercializada nos certames (exclusive PROINFA)</i>	<i>320</i>
<i>Tabela 152 – Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar.....</i>	<i>321</i>

Capítulo IX

<i>Tabela 153 – Consumo final de energia e eficiência energética.....</i>	<i>327</i>
<i>Tabela 154 – Consumo de energia elétrica e eficiência energética.....</i>	<i>328</i>
<i>Tabela 155 – Eficiência energética e aumento da demanda.....</i>	<i>329</i>
<i>Tabela 156 – Indicadores do consumo de energia</i>	<i>329</i>
<i>Tabela 157 – Setor industrial: consumo específico de energia.....</i>	<i>330</i>
<i>Tabela 158 – Setor industrial: consumo de energia e eficiência energética.....</i>	<i>330</i>
<i>Tabela 159 – Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência energética.....</i>	<i>330</i>
<i>Tabela 160 – Setor de transportes: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>332</i>
<i>Tabela 161 – Aumento da eficiência de equipamentos eletrodomésticos no horizonte decenal.....</i>	<i>333</i>
<i>Tabela 162 – Setor residencial: consumo de eletricidade e eficiência energética.....</i>	<i>333</i>
<i>Tabela 163 – Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética</i>	<i>334</i>
<i>Tabela 164 – Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>335</i>
<i>Tabela 165 – Setor agropecuário: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>335</i>
<i>Tabela 166 – Setor público: consumo de energia e eficiência energética</i>	<i>336</i>
<i>Tabela 167 – Grandes consumidores industriais – Autoprodução por segmento</i>	<i>338</i>
<i>Tabela 168 – Cogeração no setor comercial</i>	<i>338</i>
<i>Tabela 169 – Brasil: eficiência energética e geração distribuída</i>	<i>340</i>

Capítulo X

<i>Tabela 170 – Meta setorial para emissões de GEE no setor de energia em 2020.....</i>	<i>345</i>
<i>Tabela 171 – Brasil: evolução das emissões de GEE na produção e no uso de energia.....</i>	<i>346</i>
<i>Tabela 172 – Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia.....</i>	<i>348</i>
<i>Tabela 173 – Indicadores da avaliação socioambiental de UHE</i>	<i>351</i>
<i>Tabela 174 – Largura da faixa de servidão das LTs previstas, por tensão e número de circuitos</i>	<i>357</i>
<i>Tabela 175 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão).....</i>	<i>358</i>
<i>Tabela 176 – Interferências das novas LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental</i>	<i>359</i>
<i>Tabela 177 – Estimativa de empregos no cultivo de cana.....</i>	<i>367</i>
<i>Tabela 178 – Comercialização de biodiesel nos leilões de 2012.....</i>	<i>370</i>
<i>Tabela 179 – Biodiesel: capacidade instalada de produção e geração de empregos (Dez/2012).....</i>	<i>371</i>
<i>Tabela 180 – Indicadores da geração hidrelétrica</i>	<i>371</i>
<i>Tabela 181 – Indicadores da geração termelétrica</i>	<i>372</i>
<i>Tabela 182 – Indicadores da transmissão de energia elétrica</i>	<i>372</i>
<i>Tabela 183 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural</i>	<i>372</i>
<i>Tabela 184 – Indicadores dos biocombustíveis</i>	<i>373</i>
<i>Tabela 185 – Matriz síntese da análise socioambiental integrada</i>	<i>379</i>

Consolidação dos Resultados

<i>Tabela 186 – Economia e energia – 2013-2022</i>	<i>383</i>
<i>Tabela 187 – Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal</i>	<i>383</i>
<i>Tabela 188 – Evolução da oferta de energia primária</i>	<i>385</i>
<i>Tabela 189 – Evolução da oferta de petróleo e derivados</i>	<i>385</i>
<i>Tabela 190 – Balanço de gás natural seco</i>	<i>386</i>

LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo I

Gráfico 1 – Participação setorial no valor adicionado a preços de 2010.....	25
Gráfico 2 – Participação relativa no valor adicionado da indústria a preços básicos	26
Gráfico 3 – Projeção da evolução da participação setorial na economia brasileira.....	27
Gráfico 4 – Participação relativa do PIB industrial	28
Gráfico 5 – Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios	33
Gráfico 6 – Domicílios com água quente para banho	33
Gráfico 7 – Evolução da frota total de autoveículos.....	34
Gráfico 8 – Relação habitante por autoveículo e PIB per capita	35

Capítulo II

Gráfico 9 – Autoprodução de energia elétrica.....	44
Gráfico 10 – Carga de energia no SIN: PDE 2022 x PDE 2021	47
Gráfico 11 – Consumo final energético de gás natural	48
Gráfico 12 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2022 x PDE 2021	49
Gráfico 13 – Consumo total de gás natural.....	50
Gráfico 14 – Perfil da frota de veículos leves por combustível	54
Gráfico 15 – Demanda final de energia para veículos leves do Ciclo Otto	55
Gráfico 16 – Evolução da participação das matérias-primas para a produção de eteno.....	61
Gráfico 17 – Participação das Fontes no Consumo Final de Energia em 2022	68
Gráfico 18 – Consumo Final de Energia por setor em 2022.....	69

Capítulo III

Gráfico 19 - Capacidade instalada por tipo de fonte em 31/12/2012.....	74
Gráfico 20 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN	77
Gráfico 21 – Participação regional na capacidade instalada do SIN	81
Gráfico 22 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN	82
Gráfico 23 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétrica indicativas (MW).....	86
Gráfico 24 – Acréscimo da capacidade instalada hidrelétrica.....	87
Gráfico 25 – Média de longo termo da ENA mensal das hidrelétricas indicativas	88
Gráfico 26 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN	89
Gráfico 27 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica	92
Gráfico 28 – Geração térmica anual – Média dos 2000 cenários simulados.....	93
Gráfico 29 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema	94
Gráfico 30 – Acréscimo de capacidade instalada de eólica, PCH e biomassa	95
Gráfico 31 – Participação das fontes de produção ao final de 2016 e de 2022	97
Gráfico 32 – Evolução da participação das fontes na capacidade instalada do SIN em dezembro de cada ano ..	98
Gráfico 33 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	100
Gráfico 34 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte	100
Gráfico 35 – Energia de reserva contratada.....	102
Gráfico 36 – Balanço estático de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva	102
Gráfico 37 – Balanço estático de garantia física – SE/CO + Itaipu	103
Gráfico 38 – Balanço estático de garantia física – S.....	104
Gráfico 39 – Balanço estático de garantia física – AC/RO + T.Pires + Tapajós.....	104
Gráfico 40 – Balanço estático de garantia física – N + BM + MAN/AP/BV.....	105
Gráfico 41 – Balanço estático de garantia física – NE.....	106
Gráfico 42 – Custo marginal de operação por subsistema	110
Gráfico 43 – Valores mensais de custo marginal de operação por subsistema.....	111
Gráfico 44 – Risco de déficit por subsistema	111
Gráfico 45 – Análise da profundidade do risco de déficit por subsistema	112
Gráfico 46 – Geração hidrotérmica por subsistema - média dos 2.000 cenários hidrológicos.....	113
Gráfico 47 – Comparação entre demanda máxima coincidente e não-coincidente.....	115
Gráfico 48 – Disponibilidade Esperada de Potência – Média dos 80 cenários históricos	117
Gráfico 49 – Diferença da disponibilidade de potência (PDE2022 – PDE2021)	118
Gráfico 50 – Comparativo da Máxima Projeção de Demanda de Ponta : PDE2022 vs. PDE2021	118
Gráfico 51 – Risco de déficit de potência.....	119
Gráfico 52 – Profundidade dos déficits com relação à demanda	120

Gráfico 53 – Sobras finais de potência	121
Gráfico 54 – Necessidade de utilização das interligações	121
Gráfico 55 – Utilização da interligação Imperatriz-Sudeste x sobra de potência no Sul (2013-2016).....	122
Gráfico 56 – Utilização da interligação Imperatriz-Sudeste x sobra de potência no Sul (2017-2020).....	123
Gráfico 57 – Risco anual de déficit de potência no Sul	124

Capítulo IV

Gráfico 58 – Evolução da carga da Região Norte	150
Gráfico 59 – Evolução da carga do Estado do Pará	151
Gráfico 60 – Evolução da carga do Estado do Maranhão	155
Gráfico 61 – Evolução da carga do Estado do Tocantins.....	157
Gráfico 62 – Evolução da carga do Estado do Amazonas.....	159
Gráfico 63 – Evolução da carga do Estado do Amapá.....	161
Gráfico 64 – Evolução da carga do Estado de Roraima.....	162
Gráfico 65 – Evolução da carga da Região Nordeste	164
Gráfico 66 – Evolução da carga do Estado do Piauí	165
Gráfico 67 – Evolução da carga do Estado do Ceará.....	167
Gráfico 68 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Norte	170
Gráfico 69 – Evolução da carga do Estado da Paraíba.....	172
Gráfico 70 – Evolução da carga do Estado de Pernambuco	174
Gráfico 71 – Evolução da carga do Estado de Alagoas	176
Gráfico 72 – Evolução da carga do Estado de Sergipe	177
Gráfico 73 – Evolução da carga do Estado da Bahia	179
Gráfico 74 – Evolução da carga da Região Sudeste.....	183
Gráfico 75 – Evolução da carga do Estado de São Paulo.....	184
Gráfico 76 – Evolução da carga do Estado de Minas Gerais	187
Gráfico 77 – Evolução da carga do Estado do Espírito Santo	190
Gráfico 78 – Evolução da carga do Estado do Rio de Janeiro.....	192
Gráfico 79 – Evolução da carga da Região Centro-Oeste e Acre e Rondônia.....	194
Gráfico 80 – Evolução da carga do Estado de Goiás e do Distrito Federal	195
Gráfico 81 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso.....	198
Gráfico 82 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	200
Gráfico 83 – Evolução da carga na Região Sul	202
Gráfico 84 – Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul.....	203
Gráfico 85 – Evolução da carga do Estado de Santa Catarina	206
Gráfico 86 – Evolução da carga do Estado do Paraná.....	208
Gráfico 87 – Evolução da carga do Estado de Mato Grosso do Sul.....	211
Gráfico 88 – SIN – Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão	213
Gráfico 89 – SIN – Estimativa dos investimentos em subestações, por ano.....	213
Gráfico 90 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão	214
Gráfico 91 – Investimento total em subestações, por nível de tensão, período 2012 – 2021	214
Gráfico 92 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2014.....	216
Gráfico 93 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2016.....	216
Gráfico 94 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2018.....	217
Gráfico 95 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2020.....	217
Gráfico 96 – Distribuição da TUST de Geração para o ano 2022.....	218
Gráfico 97 – TUST média de geração	218
Gráfico 98 – TUST média de carga	219

Capítulo V

Gráfico 99 – Previsão de produção nacional de petróleo	224
Gráfico 100 – Produção bruta potencial de gás natural.....	225
Gráfico 101 – Evolução da reserva provada de petróleo	229
Gráfico 102 – Evolução da reserva provada de gás natural.....	230
Gráfico 103 – Evolução da razão R/P de petróleo e de gás natural	230
Gráfico 104 – Comparação entre a previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil	232

Capítulo VI

Gráfico 105 – Perspectivas de preços internacionais de petróleo	237
Gráfico 106 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo.....	238

Gráfico 107 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo	240
Gráfico 108 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo	242
Gráfico 109 – Perfil da produção de derivados.....	248
Gráfico 110 – Balanço de GLP.....	250
Gráfico 111 – Balanço de nafta	251
Gráfico 112 – Balanço de gasolina	252
Gráfico 113 – Balanço de QAV.....	253
Gráfico 114 – Balanço de diesel.....	254
Gráfico 115 – Balanço de óleo combustível.....	254
Gráfico 116 – Balanço de coque	255

Capítulo VII

Gráfico 117 – Preços históricos de petróleo e gás natural	270
Gráfico 118 – Preços históricos de gás natural no Henry Hub (EUA) e no NBP (Reino Unido)	271
Gráfico 119 – Projeção de preços de gás natural no NBP (Custo de Oportunidade) e no Henry Hub	275
Gráfico 120 – Oferta total da Região Norte	277
Gráfico 121 – Oferta total para a Região Nordeste.....	278
Gráfico 122 – Oferta total para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	278
Gráfico 123 – Oferta total Brasil (malha integrada)	279
Gráfico 124 – Região Norte: Projeção do balanço de gás natural.....	280
Gráfico 125 – Região Nordeste: Projeção do balanço de gás natural	281
Gráfico 126 – Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste: Projeção do balanço de gás natural	283
Gráfico 127 – Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada	284

Capítulo VIII

Gráfico 128 – Histórico de exportação brasileira de etanol	294
Gráfico 129 – Exportações brasileiras de etanol	297
Gráfico 130 – Projeção da demanda total de etanol.....	297
Gráfico 131 – Área colhida e evitada e produtividade do setor sucroenergético.....	302
Gráfico 132 – Cana colhida e destinação para etanol e açúcar	303
Gráfico 133 – Projeção da oferta de etanol (produção brasileira e importação).....	304
Gráfico 134 – Matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel	313
Gráfico 135 – Demanda de biodiesel vs. capacidade instalada.....	313
Gráfico 136 – Energia contratada nos Leilões de Energia e extra certame	320
Gráfico 137 – Energia contratada x potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço	322

Capítulo X

Gráfico 138 – Participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia	347
Gráfico 139 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE do PDE 2022	352
Gráfico 140 – Área ocupada pela expansão de LT (faixa de servidão), por bioma e ocupação do solo	358
Gráfico 141 – Proporção das interferências da expansão de LT (área da faixa de servidão) com áreas de interesse socioambiental, por bioma.....	359
Gráfico 142 – Evolução de empregos no setor sucroalcooleiro, 2002 a 2011	366

Consolidação dos Resultados

Gráfico 143 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos	384
Gráfico 144 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável (%).....	384

LISTA DE FIGURAS**Capítulo I**

<i>Figura 1 – Cone de cenários: relação entre o PDE 2022 e os estudos de longo prazo</i>	19
--	----

Capítulo II

<i>Figura 2 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia do PDE 2022</i>	37
---	----

Capítulo III

<i>Figura 3 – Leilões de energia nova – contratação de 2013 a 2022</i>	72
--	----

<i>Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas</i>	79
---	----

Capítulo IV

<i>Figura 5 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN</i>	137
--	-----

<i>Figura 6 – Conexão do AHE Belo Monte na SE Xingu</i>	138
---	-----

<i>Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires</i>	139
--	-----

<i>Figura 8 – Diagrama elétrico da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste com o terceiro circuito e os reforços na Região Sudeste</i>	141
--	-----

<i>Figura 9 – Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste</i>	142
---	-----

<i>Figura 10 – Diagrama esquemático da interligação Norte – Nordeste – 2013</i>	143
---	-----

<i>Figura 11 – Reforços indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste e reforços na Interligação Nordeste - Sudeste</i>	143
---	-----

<i>Figura 12 – Diagrama esquemático da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste</i>	144
---	-----

<i>Figura 13 – Diagrama unifilar simplificado da expansão da interligação Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste</i>	144
--	-----

<i>Figura 14 – Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste</i>	145
--	-----

<i>Figura 15 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Unifilar</i>	146
--	-----

<i>Figura 16 – Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar</i>	146
---	-----

<i>Figura 17 – Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN</i>	147
---	-----

Capítulo V

<i>Figura 18 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E)</i>	222
---	-----

Capítulo VI

<i>Figura 19 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados</i>	235
---	-----

<i>Figura 20 – Perfil de produção das refinarias em 2022</i>	247
--	-----

<i>Figura 21 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo</i>	264
---	-----

<i>Figura 22 – Poliduto Araucária (PR) - Cuiabá (MT) analisado pela EPE</i>	267
---	-----

<i>Figura 23 – Sistemas de transporte – Região Nordeste</i>	287
---	-----

<i>Figura 24 – Sistemas de transporte – Região Sudeste</i>	288
--	-----

Capítulo VIII

<i>Figura 25 – Usinas de etanol do Brasil</i>	301
---	-----

<i>Figura 26 – Sistema integrado de logística de etanol</i>	307
---	-----

<i>Figura 27 – Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de transporte</i>	317
---	-----

Capítulo IX

<i>Figura 28 – Representação esquemática da projeção da demanda de energia</i>	324
--	-----

<i>Figura 29 – Autoprodução de eletricidade</i>	338
---	-----

<i>Figura 30 – Evolução de capacidade instalada e energia gerada</i>	339
--	-----

Capítulo X

<i>Figura 31 – Processo de análise das emissões de GEE</i>	342
--	-----

<i>Figura 32 – Localização das usinas hidrelétricas planejadas</i>	349
--	-----

<i>Figura 33 – Localização das fontes renováveis contratadas no horizonte de 2013 a 2015</i>	355
--	-----

<i>Figura 34 – Linhas de transmissão (LTs) previstas</i>	357
--	-----

<i>Figura 35 – Sensibilidade ambiental às atividades de perfuração nas UPs previstas</i>	361
--	-----

<i>Figura 36 – Área plantada com cana-de-açúcar e usinas de açúcar e etanol em operação</i>	363
---	-----

<i>Figura 37 – Áreas de expansão da cana-de-açúcar</i>	364
--	-----

<i>Figura 38 – Produção de soja por município e usinas de biodiesel em operação em 2011</i>	368
---	-----

<i>Figura 39 – Metodologia da análise socioambiental integrada</i>	374
--	-----

<i>Figura 40 – Localização dos projetos previstos no PDE 2022</i>	<i>375</i>
<i>Figura 41 – Mapa síntese da análise socioambiental integrada</i>	<i>380</i>

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. Além das entidades listadas, deve-se também destacar a colaboração recebida dos Consumidores Livres. A todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES Eletropaulo S.A. - ELETROPAULO	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL	Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR
AES Tietê S.A. - AES TIETÊ	Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON
Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. - GOIASGÁS	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE
Agência Nacional das Águas - ANA	Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT	Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC
América Latina Logística - ALL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA	Centro de Tecnologia Canavieira - CTC
Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR	CNEC WorleyParsons Engenharia S.A.
Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo - CETESB
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS	Companhia Brasiliense de Gás - CEBGÁS
Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia Campolarguense de Energia - COCEL
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE	Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE
Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF
Associação Brasileira do Alumínio - ABAL	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE	Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS
Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE	Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG
Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA	Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS
Associação Paulista de Cogeração de Energia - COGEN-SP	Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Companhia de Gás do Ceará - CEGAS
Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE	Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS
Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS
Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE
BRAZILSHIP SCANBRASIL Comércio Marítimo Ltda.	Companhia de Navegação da Amazônia S.A.
Cachoeira Dourada S.A. - CDSA	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ	Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP
CEG Rio S.A. - CEG RIO	Companhia Energética da Borborema - CELB
	Companhia Energética de Alagoas - CEAL
	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 – CER	Empresa Energética de Sergipe S.A. – ENERGIZE
Companhia Energética de São Paulo - CESP	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA
Companhia Energética do Amazonas - CEAM Companhia Energética do Ceará - COELCE	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM
Companhia Energética do Piauí – CEPISA	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	Energias Complementares do Brasil Geração de Energia Elétrica S.A. - ECBRASIL
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL	Estelar Engenharia
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO	EQUIPAV
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	ETH – ODEBRECHT
Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP	Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL
Companhia Jaguaré de Energia - CJE	Foz do Chopim Energética Ltda
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM	Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD
Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB	Gás de Alagoas S/A - ALGÁS
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS	GERDAU S.A.
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL	Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS	HABTEC Engenharia Ambiental Ltda.
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS	Instituto Agrônomo de Campinas - IAC
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA	Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS	Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
CONCREMAT Engenharia S.A.	Instituto Nacional de Tecnologia – INT
Conselho dos Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Alcool – Consecana	JGP Consultoria e Participações Ltda.
Consulcana	Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA	Manaus Energia S.A. - MANAUS
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC
Datagro – Consultoria de Etanol e Açúcar	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. – MUXFELDT
Dedini S.A. Indústrias de Base - DEDINI	ODEBRECHT
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	PETROBRAS Distribuidora S.A.
Desenvix Energias Renováveis S/A	Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO	Petroquímica União – PQU
Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR	Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas – Pecege
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL
Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA	Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP	Rio Grande de Energia S.A. – RGE
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Rio Verdinho Energia S.A.
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Sergipe Gás S.A. – SERGAS
	Sermatec Indústria e Montagens Ltda. - SERMATEC

Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC
Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA
Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY
Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG
Transportadora Contatto
Transportes Dalçoquio LTDA
União da Indústria de Cana-de-açúcar – UNICA
União dos Produtores de Bioenergia – UDOP
Uniduto Logística S.A.
Universidade Estadual de Campinas – Unicamp
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL
VALE S.A.